



Inversion conjointe des propriétés géométriques et hydrauliques d'un modèle stochastique de réservoirs faillés et fracturés

Marius Verscheure

► To cite this version:

Marius Verscheure. Inversion conjointe des propriétés géométriques et hydrauliques d'un modèle stochastique de réservoirs faillés et fracturés. Géologie appliquée. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2010. Français. NNT : 2010ENMP0075 . pastel-00657721

HAL Id: pastel-00657721

<https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00657721>

Submitted on 9 Jan 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

École doctorale GRN :
Géosciences et Ressources Naturelles Paris

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité « Géostatistique »

présentée et soutenue publiquement par

Marius Verscheure

le 16 Décembre 2010

**Inversion conjointe des propriétés géométriques et
hydrodynamiques d'un réservoir fracturé**

Directeur de thèse : **Jean-Paul CHILÈS**
Co-encadrement de la thèse : **André FOURNO**

Jury

M. Frédéric DELAY, Professeur, UMR CNRS INSU, Université de Poitiers
M. Richard SINDING-LARSEN, Professor of Resource Geology, NTNU Trondheim
M. Jean-Raynald de DREUZY, Chargé de recherche CNRS, Géosciences Rennes I
M. Thomas SCHAAF, Ingénieur Réservoir Sénior, GDF SUEZ E&P UK
M. Jean-Paul CHILÈS, Directeur de recherche associé, MINES ParisTech
M. André FOURNO, Ingénieur Modélisation de réservoir, IFP Energies nouvelles

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur

MINES ParisTech
Centre de géosciences

35 Rue St Honoré, 77300 Fontainebleau, FRANCE

**T
H
È
S
E**

École doctorale GRN :
Géosciences et Ressources Naturelles Paris

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École nationale supérieure des mines de Paris

Spécialité « Géostatistique »

présentée et soutenue publiquement par

Marius Verscheure

le 16 Décembre 2010

**Inversion conjointe des propriétés géométriques et
hydrodynamiques d'un réservoir fracturé**

Directeur de thèse : **Jean-Paul CHILÈS**
Co-encadrement de la thèse : **André FOURNO**

Jury

M. Frédéric DELAY, Professeur, UMR CNRS INSU, Université de Poitiers
M. Richard SINDING-LARSEN, Professor of Resource Geology, NTNU Trondheim
M. Jean-Raynald de DREUZY, Chargé de recherche CNRS, Géosciences Rennes I
M. Thomas SCHAAF, Ingénieur Réservoir Sénior, GDF SUEZ E&P UK
M. Jean-Paul CHILÈS, Directeur de recherche associé, MINES ParisTech
M. André FOURNO, Ingénieur Modélisation de réservoir, IFP Energies nouvelles

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur

MINES ParisTech
Centre de géosciences

35 Rue St Honoré, 77300 Fontainebleau, FRANCE

**T
H
È
S
E**

Remerciements

Les travaux présentés dans ce manuscrit ont été effectués à IFP Energies nouvelles, en coopération avec l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, entre les mois de Novembre 2007 et Novembre 2010. Au terme de ces 3 années, je tiens à remercier les nombreuses personnes qui m'ont aidé dans ces travaux :

Le jury de thèse composé de Richard Sinding-Larsen, Jean Raynald de Dreuzy, Frédéric Delay et Thomas Schaaf pour s'être intéressés et avoir bien voulu évaluer la qualité de ce travail.

Lin Hu pour m'avoir encadré pendant ma première année de thèse et pour m'avoir appris tous les fondamentaux de la recherche et initié à la géostatistique.

André Fournio pour m'avoir encadré durant la majeure partie de cette thèse, pour m'avoir fait confiance et laissé autonome lors de l'exploration des nombreuses pistes envisagées dans ce travail, pour ses nombreux éclaircissements apportés sur la compréhension des écoulements en milieu fracturé et surtout pour m'avoir dépêtré des centaines de milliers de lignes de code constituant le logiciel FracaFlow. Enfin, pour les longues discussions sur la plongée, le kitesurf, le kayak ou encore pour les kilomètres de pistes descendus en ski.

Jean-Paul Chilès de l'ENSMP pour m'avoir co-encadré durant ces travaux, pour ses nombreux conseils sur les géostatistiques, pour sa disponibilité et pour avoir réussi à comprendre et reformuler les phrases les plus obscures de ce manuscrit.

L'équipe de Géologie Structurale, notamment Jean-Marc Daniel et Sylvie Schueller pour leurs nombreux éclaircissements sur les aspects géologiques liés à la modélisation des failles, sans qui je serais peut être bloqué sur mes résultats de début de thèse.

Fredéric Delbos et Hoël Langouet de l'équipe de Maths Appliquées pour m'avoir aidé à faire des choix parmi la pléthore d'algorithmes d'optimisation, et pour m'avoir expliqué leur fonctionnement.

L'ensemble du département de modélisation de gisement dans lequel ont été effectués ces travaux. Notamment Frédéric Roggero pour tous les aspects concernant le simulateur PumaFlow, Sébastien Da Veiga pour ses précieux conseils et son intransigeante rigueur en statistiques, Guillaume Enchéry pour tous les aspects liés au calcul haute performance, Mickaële le Ravalec pour sa disponibilité et son aide sur les algorithmes géostatistiques et Magnolia Mamaghani, pour ses conseils de grande soeur que je n'ai jamais eue. Sans oublier l'équipe des "Fracturés", Matthieu Delorme pour son aide sur la méthode d'Oda, Arnaud Lange pour m'avoir laissé participer au JIP FracaHM et Benoît

Noetinger grâce à qui n'importe quel phénomène physique devient une évidence après cinq minutes de conversation. Et bien sûr les nombreux thésards et apprentis du département, Zyed, Samir, Ekaterina, Jeremy, Virginie, David pour leur excellente compagnie.

Jean-Reynald de Dreuzy et Philippe Davy du département de Géosciences Rennes pour m'avoir éclairé sur de nombreux aspects liés aux modèles multifractals.

Et bien sûr à ma famille et mes amis qui m'ont suivi, soutenu, et ont essayé de comprendre les concepts abordés pendant ces 3 années de thèse. D'ailleurs, cette première page qu'ils pourront comprendre dans son intégralité leur est dédiée.

Table des matières

1	Présentation du contexte industriel	11
1.1	Introduction	11
1.2	Acquisition des données	13
1.2.1	Données statiques	13
1.2.2	Données dynamiques	14
1.3	Construction du modèle géologique	15
1.4	Construction du modèle de simulation - Upscaling	16
1.5	Simulation d'écoulement	16
1.6	History matching	17
2	Caractérisation des réseaux de failles	19
2.1	Introduction	19
2.2	Caractéristiques individuelles	20
2.2.1	Définition des types de fractures rencontrés	20
2.2.2	Caractéristiques permettant de décrire une faille	23
2.3	Description des longueurs de failles	24
2.3.1	Loi puissance	24
2.3.2	Analyse de la loi puissance	24
2.3.3	Loi log-normale	25
2.4	Description de la répartition spatiale	25
2.4.1	Méthodes fractales	25
2.4.2	Méthodes multifractales	29
2.5	Autres paramètres du réseau	31
2.5.1	Orientations et pendages	31
2.5.2	Connectivité	31
2.6	Arguments physiques justifiant l'utilisation de lois fractales et puissances	32
3	Modélisation des réseaux de failles	35
3.1	Introduction	35
3.2	Revue des méthodes existantes	36
3.2.1	Modèles fractals et multifractals	36
3.2.2	Modèles hiérarchiques	38
3.2.3	Modèle génétique de propagation parallèle	39
3.3	Contraintes à respecter pour mettre au point le générateur stochastique de failles	40
3.3.1	Compatibilité avec la méthode des déformations graduelles	41
3.3.2	Compatibilité avec les données disponibles en modélisation pétrolière	42
3.4	Modélisation multifractale de la répartition spatiale	42
3.4.1	Cascades multiplicatives	42

3.5	Modélisation 2.5D des failles	48
3.5.1	Tirage des centres de failles	48
3.5.2	Construction des linéaments	48
3.5.3	Génération des failles en 3D	48
3.6	Exemples	50
3.6.1	Exemple 1 - Gisement Mu	50
3.6.2	Exemple 2 - Gisement Tbf	55
3.7	Limites et perspectives	57
3.7.1	Manque de données	57
3.7.2	Calcul des orientations	57
3.7.3	Divisions dans les cascades multiplicatives	57
3.7.4	Modélisation 2.5D	58
3.7.5	Perspectives	58
4	Simulation d'écoulement	59
4.1	Introduction	59
4.2	Modélisation des écoulements dans les milieux fracturés	59
4.2.1	Equations des écoulements dans les milieux matrices et fractures . .	60
4.2.2	Modélisation des échanges matrice-fissure	61
4.2.3	Discretisation des équations	62
4.3	Calcul des propriétés équivalentes dans un milieu fracturé	66
4.3.1	Upscaling numérique	67
4.3.2	Upscaling analytique avec la méthode d'Oda	67
4.3.3	Calcul des porosités équivalentes	69
4.3.4	Calcul des tailles des blocs équivalents	69
4.3.5	Implémentation algorithmique	70
4.3.6	Upscaling sans DFN	70
5	Calage à l'historique de production	73
5.1	Introduction	73
5.2	Fonction Objectif	74
5.3	Paramétrisation du modèle	75
5.3.1	La méthode des déformations graduelles	76
5.3.2	Déformations graduelles d'un processus ponctuel de Poisson non- stationnaire	76
5.3.3	Simulation séquentielle multi-échelle	79
5.3.4	Déformation graduelle des cartes multifractales de densité	83
5.3.5	Déformation graduelle des longueurs des failles	85
5.4	Optimisation	87
5.4.1	Méthodes basées sur le gradient	87
5.4.2	Méthodes sans gradients	90
5.4.3	Calage itératif	91
5.4.4	Etude des fonctions objectif et choix d'une méthode d'optimisation .	91
6	Application sur le champ Bloemendaal	99
6.1	Introduction	99
6.2	Présentation du champ Bloemendaal	99
6.3	Construction du modèle et des données de référence	100
6.3.1	Modélisation du milieu matriciel	100
6.3.2	Modélisation de la fracturation diffuse	101

6.3.3	Modélisation des failles sub-sismiques	102
6.3.4	Simulation des données de production d_{obs}	103
6.4	Construction et simulation des données d_{sim} sur le modèle de simulation . .	104
6.4.1	Modification du modèle matriciel et du modèle de joints	104
6.4.2	Construction des failles sub-sismiques à l'aide du modèle multifractal	104
6.5	Calage hydrodynamique	106
7	Conclusions et perspectives	109
7.1	Conclusion	109
7.2	Perspectives	110
A	Algorithmes	119
A.1	Tirage poissonien uniforme	119
A.2	Tirage poissonien non-stationnaire	119
A.3	Vol de Lévy	119
A.4	Poussière de Cantor	119
A.5	Cascades multiplicatives avec une loi log-normale	120
A.5.1	Dimension de corrélation des points générés	120
A.6	Tirage en loi puissance	122
B	History matching of a stochastic multifractal subesismic fault model. M. Verscheure, A. Fournon, J.P. Chiles. ECMOR XII 2010	123

Table des figures

2.1	Pointage d'une faille sur une image sismique (d'après Lariani [2000])	20
2.2	Organisation d'un réseau de fractures réelles à différentes échelles d'observation. A grande échelle sont visibles les grandes failles régionales (VI), et à plus petite échelle on observe le réseau de joints et diaclases (I) (d'après Ouillon et al. [1995])	21
2.3	Représentation conceptuelle d'une faille (d'après Winberg et al. [2003]). . .	23
2.4	Réseaux synthétiques de failles avec (a) $a = 1.5$ et (b) $a = 2.5$. Dans les deux configurations, $l_{min} = 5m$ et $l_{max} = 100m$	25
2.5	Flocon de koch	27
2.6	Tapis de Sierpinski	27
2.7	Algorithme du Box-Counting : Le réseau de failles est recouvert par une grille de boîtes de taille variable r (2.7a 2.7b 2.7c). Le nombre de boîtes $N(r)$ contenant au moins une portion de faille est compté (boîtes blanches). En traçant $N(r)$ en fonction de r , on détermine la pente D d'un ajustement à cette fonction. On remarque qu'en dessous d'une taille de boîte de 800m, $N(r)$ dévie de l'ajustement à cause de l'absence des failles inférieures à la résolution sismique.	28
2.8	Extension aux multifractales de la méthode du box-counting décrite figure 2.7. Pour chaque boîte le poids est défini par l'équation 2.14. Les moments $M_q(r)$ en sont déduits. M_0 est l'équivalent de la figure 2.7d. On remarque que pour les boîtes de taille inférieure à 1000 m, le comportement cesse d'être multifractal puisque les points ne s'alignent plus sur la droite d'ajustement.	31
3.1	a) Réseau de failles sismiques b) Analyse de la courbe de box-counting. La meilleure pente donne une dimension fractale égale à 1.7. Génération de réseaux fractals avec des dimensions respectives de 1.7 (c) et 1.4 (d)	37
3.2	Modélisation hiérarchique de couloirs de fracturation (d'après Jenni [2005]).	39
3.3	Algorithme de propagation parallèle des failles : a) tirage des points poissonniens b) Ajout d'un segment à chaque faille à chaque itération. La densité est réduite autour de la faille, avec un rayon égal à la <i>taille de voisinage</i> . c) La propagation s'arrête lorsque le <i>seuil de propagation</i> est atteint	39
3.4	a) Modèle de référence b) Modèle simulé (d'après Jenni [2005])	41
3.5	Cascade multiplicative unidimensionnelle (d'après Belfield [1998])	43
3.6	Influence de la variance sur l'hétérogénéité des réalisations (fortes valeurs : cascade hétérogène, faibles valeurs : cascade homogène) (d'après Belfield [1998])	43
3.7	Cascade multiplicative 2D avec un jeu de P_i prédéfini. A chaque itération, les poids sont permutés aléatoirement	44

3.8	a) Carte multifractale ($D_2 = 1.8$) b) Tirage de 2000 points poissonniens c) Fonction de corrélation à 2 points et sa pente locale. d), e), f) : Idem avec $D_2 = 1.4$	45
3.9	Interpolation des P_i dans l'algorithme des cascades multiplicatives : a	45
3.10	Effets du lissage dans les cascades multiplicatives. a) Pas de lissage d) lissage sur les 2 dernières itérations de l'algorithme, g) lissage sur les 4 dernières itérations de l'algorithme	46
3.11	Conditionnement des failles sub-sismiques. a) Calcul de la carte de densité basse résolution b) Cascade multiplicative, initialisée par la carte basse résolution c) Tirage des points poissonniens	47
3.12	Génération des linéaments 2D. Les linéaments sont construits sur la grille (pointillés), à partir des centres de failles (points noirs). Sur cet exemple, l'orientation n'est pas perturbée par une loi de Fisher.	49
3.13	a) Linéaments translaté de part et d'autre de la grille réservoir b) Rognage des surface situées en dehors de la grille	49
3.14	Réseau de failles sismiques du gisement Mu	50
3.15	Deux interprétations de la loi de longueur pour le réseau de la figure 3.14	51
3.16	Analyse de la corrélation spatiale du réseau présenté sur la figure 3.14. On utilise respectivement a) la fonction de corrélation à deux points, b) la méthode du box-counting appliquée aux centres de failles, c) la méthode du box-counting appliquée aux failles. Les courbes pleines représentent les fonctions calculées. Les points représentent les valeurs des pentes locales. . . .	52
3.17	Résultats obtenus pour le modèle 1. (a) Réseau de failles sismiques et sub-sismiques (b) Fonction de corrélation à deux points (c) Moment d'ordre 2. Marqueurs ronds : fonction calculée sur le réseau de failles sismiques, marqueurs croix : fonction calculée sur l'ensemble des failles sismiques et des failles sub-sismiques, courbe noire : pente locale pour les failles sismiques, courbe grise : pente locale pour les failles sismiques et sub-sismiques	53
3.18	Résultats obtenus pour le modèle 2. (a) Réseau de failles sismiques et sub-sismiques (b) Fonction de corrélation à deux points (c) Moment d'ordre 2. Marqueurs ronds : fonction calculée sur le réseau de failles sismiques, marqueurs croix : fonction calculée sur les failles sismiques+sub-sismiques, courbe noire : pente locale pour les failles sismiques, courbe grise : pente locale pour les failles sismiques et sub-sismiques	54
3.19	Réseau de failles sismiques du gisement Tbf	55
3.20	Influence de la résolution initiale sur la dimension de corrélation des réalisations. (a) Fonction de corrélation pour une dimension fractale égale à 1.4 et une résolution initiale égale à 800 m. (b) Réalisation correspondante (c) Fonction de corrélation pour une dimension fractale égale à 1.4 et une résolution initiale égale à 600 m. (d) Réalisation correspondante	56
3.21	Génération des failles en 3D. L'extension verticale est fonction de la longueur des linéaments. Les failles sismiques sont en vert, les sub-sismiques en rouge. . . .	57
4.1	Représentation simplifiée de la double porosité (d'après Lemonnier and Bourbiaux [2010])	61
4.2	Discrétisation de failles majeures à l'aide d'un maillage CPG (d'après Lemonnier [2010])	64
4.3	Raffinements d'une grille cartésienne au pourtour d'une grande faille conductrice	65

4.4	Triangulation de Delaunay et construction d'un maillage de Voronoï (d'après Lemonnier [2010])	65
4.5	Discrétisation à l'échelle du réseau fracturé. Calcul des blocs matriciels et des noeuds fracture-fracture (d'après Bourbiaux et al. [2002])	65
5.1	Tirage d'un point x à partir d'un nombre uniforme u par inversion de la fonction de répartition. Cette dernière est interpolée pour que la transformation de u vers x soit continue.	78
5.2	Combinaison et déformation graduelle de deux réalisations d'un processus de trois points. En raison de l'utilisation des coordonnées sphériques (équation 5.5), les trajectoires de migration ont une forme ellipsoïdale centrée sur le centre du domaine. On remarque aussi que les points "sautent" les zones de faible densité (en bleu foncé), en raison de la faible probabilité d'y trouver un point.	78
5.3	Exemples de trajectoires de déformations graduelles obtenues avec une carte de densité multifractale hétérogène. a) $D_2 = 1.8$ b) $D_2 = 1.6$ c) $D_2 = 1.6$ avec un lissage des itérations pour les dernières subdivisions de la cascade multiplicative	80
5.4	Explication de l'observation des sauts sur la carte de densité hétérogène. Les explications pour cette figure correspondent à la partie 5.3.3	81
5.5	Décomposition de la carte multifractale en une carte grossière.	83
5.6	Tirage des points à l'aide de la méthode multi-échelle et trajectoires de déplacements de 4 points choisis arbitrairement	83
5.7	En utilisant $a = 1.3$, $b = 0.1$, $c = -1.4$, $d = 0$ pour paramétrer le plan \mathcal{P}' , on trouve deux solutions au problème. La solution a) est valide car $P_i > 0$ alors que b) ne peut être retenu. On remarque que pour $P_4 > 0.55$, il n'existe plus de solutions.	84
5.8	Déformation graduelle d'une réalisation de cascade multiplicative pour un paramètre de déformation variant entre 0 et 2. On remarquera que la réalisation est identique pour $t=0$ et $t=2$. La dimension de corrélation est égale à 1.8.	86
5.9	Évolution d'une population d'individus au cours des itérations de l'algorithme CMA-ES. La moyenne et la covariance de la distribution évoluent pour déterminer le minimum local	91
5.10	Processus de calage itératif (d'après Jenni [2005])	91
5.11	a) Réseau de failles composé de deux familles. Les puits sont placés par groupe d'injecteurs/producteurs b) Fonction objectif obtenue en déplaçant les failles de la famille orientée NO c) Fonction objectif obtenue en déplaçant les failles de la famille NNO (d'après Jenni [2005])	92
5.12	a) Réseau fracturé initial et emplacement des puits injecteur et producteur. b) Evolution de la saturation en eau au cours de la simulation d'écoulement	94
5.13	a) Réseau fracturé de référence b) Water-cut observé et simulé obtenu sur le puits producteur	95
5.14	Fonction objectif. Les paramètres 1 et 2 correspondent respectivement aux positions des failles dans les directions N-S et E-O	95
5.15	a) Réseau fracturé simulé final b) Différences entre le water-cut observé et simulé	96

6.1	Modèle structural du réservoir Bloemendaal. Les 4 puits producteurs sont situés sur le sommet de la structure du réservoir. Les puits injecteurs situés au pourtour permettent de créer un support de pression.	100
6.2	Orientation de la grille réservoir par rapport à la famille de failles sismiques	101
6.3	Modèle géostatistique du milieu matriciel. a) Réalisation en faciès b) Réalisation de la porosité c) Perméabilité en x	102
6.4	Densité de fracturation diffuse pour le réservoir Bloemendaal. On remarque que la densité de fracturation augmente avec la courbure du toit du réservoir.	102
6.5	Analyse de la loi de longueurs du réseau de failles sismiques.	103
6.6	a) Fonction de corrélation à deux points pour les centres de failles sismiques b) Moment d'ordre 2 obtenu par la méthode du box-counting multifractal. Ces deux courbes semblent indiquer une dimension de corrélation égale à 1.7. L'échelle r à partir de laquelle le réseau n'est plus fractal semble être égale à 2000m	103
6.7	Réseau de failles sub-sismiques générées avec le logiciel FracaFlow. Les failles sismiques sont en gras.	104
6.8	Données de water-cut obtenues après simulation sur le modèle de référence	105
6.9	Débits des fluides produits sur le modèle de référence	105
6.10	Modèle de failles sub-sismiques a priori.	106
6.11	Comparaison entre les données de production simulées sans calage d'historique (en jaune) et les données observées (en rouge)	106
6.12	Définition des zones pour le calage local	107
6.13	Evolution de la fonction objectif au cours de l'optimisation.	107
6.14	Modèle de failles sub-sismiques a posteriori	108
6.15	Comparaison entre les données de production simulées après calage (en jaune) et les données observées (en rouge)	108
A.1	Vol de Lévy	120
A.2	Ensemble de Cantor	120
A.3	Influence de la variance de la loi Log-normale sur la clusterisation des points générés	121
A.4	Les points de la fonction de corrélation à deux points s'alignent sur une droite pour un rayon compris entre 100 et 5000m justifiant un comportement fractal. La droite d'ajustement à la fonction de corrélation à deux points a pour pente $D_f = 1.71$	122
A.5	Fonction de corrélations à 2 points pour 30 réalisations de cascades multiplicatives. La dimension fractale moyenne est de 1.73 et son écart type de 0.04	122

Chapitre 1

Présentation du contexte industriel

1.1 Introduction

Un gisement pétrolier est une structure rocheuse souterraine dans laquelle sont piégés des hydrocarbures. Ces fluides sont stockés dans la porosité de roches réservoirs et sont le fruit de la combinaison de plusieurs conditions géologiques favorables. Le cycle de formation des hydrocarbures débute par des dépôts de matières organiques. Ces dépôts furent important dans des milieux tropicaux et plus particulièrement lors de périodes de réchauffement climatique intense, comme au jurassique et crétacé. Dans certains environnements particuliers comme les lagunes, les deltas ou les bassins, ces dépôts organiques mêlés à des dépôts minéraux ont été enfouis sous les couches géologiques supérieures.

Sous l'effet des augmentations de pression et température, cette matière organique s'est transformée en kérogène, un état intermédiaire entre la matière organique et les hydrocarbures. Toujours sous l'effet de la température, le kérogène libère des huiles et/ou du gaz naturel. La cinétique de ces réactions est très lente et se compte en millions d'années. Les hydrocarbures étant plus légers que l'eau (dont le sous sol est saturé), ces fluides s'échappent de la roche mère et remontent vers la surface. La majorité de ces fluides s'écoule dans des roches perméables, remonte vers la surface et est naturellement dégradée (cycle du carbone). Cependant, une infime partie des fluides se retrouve piégée sous certaines structures imperméables comme des plis (anticlinaux) recouverts de roches imperméables (argiles par exemple), des failles étanches ou des diapirs (dômes de sel). L'ensemble des roches contenant les hydrocarbures piégés constitue le réservoir pétrolier. L'objectif d'une compagnie pétrolière est d'identifier ces pièges structuraux puis d'y forer des puits pour récupérer les hydrocarbures.

Le prix d'un forage étant élevé, l'exploitation optimale du gisement consiste à le produire à l'aide d'un nombre de puits minimal. Cette tâche est complexe pour plusieurs raisons. Premièrement, la connaissance du sous-sol depuis la surface est limitée. En effet, la géophysique et les observations aux puits permettent d'obtenir un certain nombre de données, mais de manière générale, ne permettent pas de connaître le réservoir de manière exhaustive. Cette incertitude se répercute à la fois sur l'estimation de la quantité d'hydrocarbures en place et sur la manière de les produire.

Deuxièmement, les mécanismes de sédimentation, d'érosion et de tectonique introduisent de fortes variabilités spatiales quant à la nature des roches rencontrées. De ce fait, les

propriétés qui influencent l'écoulement dans les roches (telles que les perméabilités et la porosité) sont fortement hétérogènes. La nature des écoulements est donc difficile à prévoir, d'autant plus que le gisement contient plusieurs phases (eau, gaz, huile).

Enfin, le taux de récupération qui représente la quantité d'hydrocarbures produits sur la quantité d'hydrocarbures en place varie de 30 à 50% selon les gisements. Ce chiffre dépend de la nature du gisement mais est aussi influencé par la stratégie de production. Il existe en effet plusieurs manières de produire les hydrocarbures. La récupération primaire est obtenue par déplétion naturelle du gisement à l'aide de puits producteurs. La récupération est améliorée en cas de présence d'un aquifère actif ou d'un gaz cap (support de pression). La récupération secondaire est obtenue par drainage assisté à l'aide de puits injecteurs d'eau ou de gaz. Enfin les méthodes de récupération améliorée peuvent être appliquées en utilisant des injections de gaz miscibles (CO_2 pour diminuer la viscosité des huiles), des procédés chimiques (injection de polymères) ou des méthodes thermiques (injection de vapeur par exemple).

La difficulté majeure est donc d'obtenir le taux de récupération maximal, en prenant en compte les incertitudes sur les données et la complexité des écoulements. Le problème est qu'une mauvaise stratégie de production peut aboutir à une diminution irréversible du taux de récupération. Par exemple, si le gaz d'un gisement est produit trop vite, le support de pression permettant de pousser l'huile vers les puits sera définitivement perdu. De la même manière, une injection d'eau trop poussée entraîne la formation de digitations, qui aboutissent à une percée d'eau prématurée. L'eau injectée aura alors tendance à toujours suivre ces chenaux de digitation et les puits ne produiront plus que l'eau injectée.

Les travaux présentés dans cette thèse traitent du cas des gisements naturellement fracturés. Les fractures, sont des objets discrets dont les propriétés contrastent avec celles de la matrice environnante. Le comportement dynamique d'un tel réservoir diffère d'un gisement conventionnel à cause des contrastes de perméabilité existant entre le milieu matriciel et le milieu fracturé. On parle d'écoulement double milieu : les fluides sont stockés dans la matrice faiblement perméable et dans les fractures fortement perméables. Cependant, les volumes d'hydrocarbures contenus dans les fractures sont largement inférieurs à ceux de la matrice. Lors de la production, l'huile des fractures est très rapidement produite. Puis dans un second temps, la matrice alimente le milieu fracturé (perméable) qui transporte les fluides jusqu'aux puits. Cependant, certaines fractures (notamment les grandes failles structurales) sont imperméables et servent de barrière à l'écoulement. Dans les deux cas, le comportement hydrodynamique du réservoir est fortement influencé par la présence des fractures et celles-ci doivent être prises en compte avec une attention particulière. Ainsi, en plus des difficultés évoquées au paragraphe précédent, l'étude d'un réservoir fracturé doit prendre en compte la nature discrète de la fracturation.

Les différents types de fractures peuvent être classés en fonction de leur échelle. La plus grande échelle est représentée par les grandes failles structurales. Ces objets dont la longueur s'exprime en kilomètres sont repérés par des méthodes géophysiques. La petite échelle est représentée par les fractures diffuses qui sont de l'ordre de quelques mètres ou dizaines de mètres. Ces fractures sont observées au niveau des puits car elles sont en nombre conséquent. Enfin, l'échelle moyenne englobe les failles sub-sismiques. Cette échelle est au centre du sujet de la présente thèse. Ces failles dont la longueur varie entre plusieurs centaines de mètres et quelques kilomètres ne peuvent être détectées par la géophysique, et sont en nombre trop restreint pour être quantifiées au travers d'observations aux puits. Ces failles ont un impact important sur la productivité du

réservoir car elles peuvent créer des chemins d'écoulement préférentiels au sein du gisement.

Au vu de la complexité des phénomènes physiques, des incertitudes sur le sous sol, mais surtout de l'ampleur des enjeux économiques, l'utilisation de modèles numériques se révèle indispensable pour étudier et prédire la production d'un réservoir. Des modèles existent pour des applications aussi variées que la géomécanique (stabilité du forage) ou encore la modélisation des ondes acoustiques (simulation d'ondes sismiques). Les travaux de cette thèse portent sur les modèles numériques de réservoir permettant de simuler les écoulements en milieu poreux, et plus particulièrement en milieu fracturé.

Le but des simulations numériques est de prévoir le comportement du réservoir au cours de son exploitation. Elles permettent d'évaluer l'efficacité de différentes méthodes de récupération en étudiant l'emplacement des puits et les débits à appliquer. En étudiant les différents scénarios de production ainsi que les coûts relatifs au développement de l'infrastructure, la simulation de réservoir est un outil privilégié pour évaluer le financement d'une exploitation pétrolière.

Les différentes étapes de construction d'un modèle de réservoir pétrolier sont présentées dans ce chapitre. Ces étapes seront par la suite revues afin d'intégrer la prise en compte des failles sub-sismiques, principal objectif de la thèse, dans les modèles. De ce fait, le plan suivi dans ce chapitre d'introduction est pratiquement le même que celui suivi dans le reste de cette thèse.

Nous commençons par décrire les différents types de données dont nous disposons pour construire le modèle, ainsi que la manière de les obtenir. Cette partie correspond au chapitre 2 consacré à la caractérisation des réseaux de failles.

Puis nous montrons comment ces données sont utilisées pour construire le modèle géologique ; une représentation détaillée du sous sol. Cette partie correspond au chapitre 3 dans lequel sont développées les méthodes mises au point pour modéliser les failles sub-sismiques.

Puis s'alternent une partie consacrée à la mise à l'échelle des propriétés physiques (upscaling) dans laquelle le modèle géologique est transformé en un modèle compatible avec le simulateur d'écoulement, et une partie décrivant la simulation d'écoulement. Ces parties correspondent au chapitre 4 consacré à la simulation d'écoulement.

La dernière partie est consacrée au calage historique (history matching), étape durant laquelle les données de production sont intégrées au modèle géologique. Elle correspond au chapitre 5 dans lequel est développée une méthode spécifiquement appropriée au calage des failles sub-sismiques.

1.2 Acquisition des données

1.2.1 Données statiques

Les données statiques sont les données qui ne varient pas au cours du temps. En caractérisation de réservoir, il est rare d'observer directement une donnée sur le terrain. En effet, les gisements sont enfouis et on ne dispose que d'affleurements ou d'analogues pour observer directement la nature des roches, l'épaisseur des bancs ou encore la longueur des fractures. Une donnée est donc souvent obtenue par inversion d'une mesure physique ou en extrapolant des données de surface. Les données statiques proviennent principalement de la sismique, qui donne un aperçu global de la structure du gisement, et des observations aux puits qui donnent une image précise mais locale du sous sol Lonergan et al. [2007].

Sismique

Les méthodes sismiques sont des méthodes géophysiques permettant de visualiser les structures géologiques en profondeur à partir de l'analyse d'ondes sismiques. Ces dernières sont générées depuis la surface à l'aide d'explosifs, de canons à air ou de camions vibreurs. La réflexion des ondes acoustiques est captée par des géophones situés en surface. Le traitement informatique des signaux acquis permet d'inverser les ondes acoustiques pour obtenir les vitesses de propagation dans chaque roche du réservoir. Les contrastes entre les vitesses permettent de pointer les différentes interfaces géologiques [Guillon and Keskes, 2004]. Ces interfaces comprennent les horizons géologiques et les grandes failles structurales, qui sont des fractures présentant un décrochement vertical détectable. D'autres propriétés comme les propriétés des fluides et la nature des roches peuvent être obtenues en analysant ces vitesses de propagation.

Observations aux puits

Lors de la découverte d'une structure géologique favorable, un ou plusieurs puits d'exploration sont forés pour vérifier la présence d'hydrocarbures. En cas de découverte fructueuse ces puits servent à déterminer les propriétés pétrophysiques du réservoir. La seule observation directe du gisement est alors donnée par des carottages qui consistent à extraire un échantillon rocheux et à le remonter à la surface. L'analyse en laboratoire permet de déterminer de nombreuses propriétés comme les perméabilités, les porosités et les courbes de perméabilité relative. La mise en oeuvre d'un carottage est complexe car chaque échantillon prélevé nécessite de remonter l'outil de forage pour descendre l'outil de carottage (ce qui peut prendre du temps car l'ensemble du train de tiges doit être remonté).

Les méthodes de diagraphies permettent de palier aux inconvénients du carottage. Les diagraphies sont des mesures physiques effectuées dans le puits à l'aide d'une sonde comportant des capteurs spécifiques. Une diagraphie peut être instantanée (pendant le forage) ou différée (après le forage). Les différentes mesures physiques comprennent les mesures de résistivité (détermination des faciès et des interfaces de contacts des différentes phases), les mesures radioactives (détermination de la porosité et densité des roches), l'imagerie acoustique ou la résistivité haute résolution. Ces deux dernières mesures permettent d'obtenir une image détaillée de l'intérieur du puits. Ces images sont utiles pour analyser les données de fracturation comme les orientations ou les espacements des fractures.

1.2.2 Données dynamiques

Les données dynamiques sont celles qui varient au cours de la production du réservoir. Elles permettent souvent de détecter certaines propriétés qui ne peuvent l'être à partir des données statiques.

Essais de puits

Les essais de puits permettent de déterminer les paramètres qui influent sur l'écoulement à proximité du puits. Ils consistent à stimuler le puits en imposant une variation de débit et en observant la pression résultante. La durée de l'essai est courte et se compte en quelques jours. L'interprétation des courbes de production permet d'estimer plusieurs paramètres comme l'indice de productivité du puits, la perméabilité moyenne verticale, ou encore de détecter la présence d'une barrière (faille) étanche ou conductrice à proximité du puits. Elle permet aussi de détecter un comportement dynamique de type

double milieu, lié à la présence de fractures [Lange et al., 2004]. Le double milieu sera détaillé au chapitre 4 consacré à la simulation d'écoulements en milieu fracturé.

Sismique 4D

Certains attributs sismiques obtenus en sismique 3D permettent d'évaluer les saturations des fluides dans les roches. La sismique 4D propose donc de répéter plusieurs campagnes sismiques au cours de l'exploitation du gisement afin d'étudier l'évolution des fronts de saturations. Ces fronts de saturations seront par la suite comparés aux prédictions afin de valider ou invalider les modèles d'écoulement.

Données de production

Les données de production sont l'ensemble des données dynamiques mesurées sur les puits d'injection et de production. Il s'agit donc des débits, pressions et types de fluides injectés et produits sur chacun des puits. Contrairement aux essais de puits qui ont pour but de donner une information à proximité du puits, les données de production donnent une information sur l'ensemble du champ. Ces données sont utilisées pour effectuer l'history matching du modèle, aspect qui est développé plus loin dans ce chapitre.

1.3 Construction du modèle géologique

Le modèle géologique est construit à partir des données statiques. La première étape de la construction consiste à définir la structure du réservoir à partir de l'interprétation des images sismiques. Les zones de forts contrastes d'impédances permettent d'identifier les différents horizons géologiques ainsi que les failles structurales. Cette interprétation est corrélée aux différents horizons observés dans les puits. Ces objets sont modélisés à l'aide de surfaces permettant de définir le modèle structural.

Le modèle structural est ensuite utilisé pour construire un maillage géologique. La représentation CPG (Corner Point Grid) est la plus couramment utilisée. Ce type de maillage est composé de mailles quadrangulaires dont la géométrie est définie par les 8 sommets. Cette représentation est donc particulièrement adaptée pour représenter les failles majeures et suivre la courbure de réservoirs complexes. Généralement, des algorithmes de maillage automatique sont utilisés pour générer la grille géologique. Dans le cas de structures complexes, l'intervention de l'utilisateur peut s'avérer nécessaire.

La grille géologique sert de support aux propriétés pétrophysiques. Celles-ci ne sont pas connues sur l'ensemble du réservoir. La géostatistique est donc utilisée pour simuler ces propriétés à partir des données observées aux puits. Ces observations permettent d'identifier les différents faciès présents dans le réservoir ainsi que leurs proportions relatives. Leur variabilité spatiale est représentée par un variogramme. Les variogrammes sont des fonctions qui à une distance h attribuent la demi-moyenne des carrés des différences d'une fonction aléatoire en des points espacés de h . Les proportions de faciès, les variogrammes et les données aux puits sont utilisés pour simuler une réalisation de faciès sur la grille géologique, conditionnée par les observations aux puits [Le Ravalec-Dupin, 2005]. À chaque faciès sont attribuées des distributions de porosités. Les perméabilités sont calculées à partir de corrélations avec la porosité. Les affleurements analogues sont souvent utilisés en complément des observations aux puits pour calculer et calibrer les

paramètres statistiques du modèle géologique.

Dans le cas des réservoirs fracturés, la grille géologique porte aussi les paramètres de fracturation. A chaque cellule sont attribuées des propriétés comme la densité de fracturation ou l'orientation moyenne. Les méthodes géostatistiques pour simuler de telles propriétés sont décrites par Gauthier et al. [2000]. Ces propriétés sont ensuite utilisées pour générer un réseau de fractures discrètes.

1.4 Construction du modèle de simulation - Upscaling

Les simulations d'écoulement en milieu poreux permettent d'étudier le comportement hydrodynamique du gisement. Les équations aux dérivées partielles utilisées pour décrire les écoulements sont résolues par des méthodes numériques. Ces méthodes nécessitent une discrétisation du réservoir. Le modèle géologique ne peut être utilisé directement pour effectuer des calculs numériques. En effet, son objectif est de décrire le sous sol de la manière la plus précise possible. La résolution de ce modèle n'est pas compatible avec les capacités informatiques des simulateurs de réservoir. La résolution du modèle géologique est donc réduite pour construire le modèle de simulation. Ce changement d'échelle est appelé upscaling.

Toutes les propriétés du modèle géologique peuvent être mises à l'échelle. La méthode la plus simple consiste à calculer des perméabilités équivalentes à l'aide de formules analytiques [Journel et al., 1986]. Ces formules sont simples et donnent des résultats précis. Dans le cas de fortes hétérogénéités (bancs d'argile par exemple), les méthodes d'upsaling numérique donnent de meilleurs résultats. Pour cela des simulations d'écoulement sont effectuées à l'échelle des blocs afin de déterminer les perméabilités équivalentes [Durlofsky, 2003].

1.5 Simulation d'écoulement

Le modèle de simulation généré par la phase d'upsaling peut être utilisé pour étudier le comportement hydrodynamique. Un simulateur réservoir permet de résoudre les équations régissant les écoulements en milieu poreux, à savoir la conservation de la masse et l'écoulement des fluides suivant la loi de Darcy. Ces équations sont discrétisées en espace sur la grille de simulation réservoir. La discrétisation en temps permet de prendre en compte les écoulements non stationnaires. Selon le type de réservoir et la méthode de récupération envisagée, d'autres phénomènes physiques peuvent être pris en compte, comme les écoulements compositionnels (injection de gaz miscible ou CO_2), les réactions chimiques (injection de polymères ou de tensioactifs), les phénomènes thermiques (injection de vapeur, combustion in situ) ou encore la prise en compte de la fracturation.

D'un point de vue pratique, la géométrie du gisement est fournie au simulateur sous la forme d'une grille CPG contenant des porosités et perméabilités. Puis sont définies les propriétés des fluides en place (viscosités, densités), la pression initiale du gisement et la position des interfaces entre les différentes phases. Enfin sont définis les emplacements des puits ainsi que les données de production (débits aux puits d'injection, pressions limites). Les sorties du simulateur sont les données hydrodynamiques mesurées aux puits (pression

et volumes de fluides produits) ainsi que l'évolution des pressions et saturations dans chaque maille du modèle.

1.6 History matching

La construction du modèle géologique à partir des données statiques introduit un grand nombre d'incertitudes. En effet, le sous-sol n'est pas connu de manière exhaustive et l'incertitude sur les propriétés pétrophysiques augmente avec l'éloignement aux puits. De ce fait, le modèle réservoir ne permet pas de reproduire les données de production observées.

Un modèle qui ne restitue pas le comportement passé du réservoir a peu de chances de prévoir correctement le comportement futur. Il est donc nécessaire d'ajuster le modèle pour qu'il reproduise correctement les données observées. Le problème se pose comme un problème inverse : les données dynamiques et les équations d'écoulement sont connues, mais les paramètres du modèle servant à obtenir ces données sont à identifier. La solution la plus simple consiste à ajuster manuellement les paramètres incertains du modèle afin de réduire l'écart entre la prédiction du modèle et les données de production. Cependant, cette méthode ne peut être employée dans le cas de grands réservoirs.

Les méthodes d'history-matching assisté proposent d'intégrer les données dynamiques en utilisant des méthodes d'optimisation. Pour cela, l'ensemble des propriétés incertaines sont perturbées jusqu'à ce que le modèle reproduise les données observées. En raison du nombre élevé de mailles, une telle approche n'est pas réalisable car les simulations d'écoulement sont coûteuses. De plus, plusieurs solutions peuvent aboutir à la même réponse hydrodynamique. La solution consiste donc à paramétrer le modèle géologique afin de réduire le nombre de paramètres à optimiser. Cette paramétrisation doit en outre permettre de respecter la cohérence géologique du modèle. En effet, il est tout à fait possible de reproduire l'historique de production à l'aide d'un modèle géologique faux.

La modélisation de réservoirs non fracturés telle qu'elle a été décrite dans ce chapitre relève de méthodes bien établies. Nous proposons donc d'élargir le sujet aux réservoirs fracturés, notamment à ceux affectés par la présence de failles. Nous nous intéressons particulièrement au problème du calage historique qui est peu documenté.

Chapitre 2

Caractérisation des réseaux de failles

2.1 Introduction

L’observation d’un réseau de fractures naturelles donne généralement l’impression d’être face à un complexe enchevêtrement d’objets dans l’espace. L’objectif de ce chapitre est de présenter des outils permettant de comprendre et quantifier l’organisation spatiale de ces objets à l’aide de méthodes statistiques.

De manière simplifiée, la fracturation dans un gisement pétrolier peut être classée selon trois échelles. La plus grande est composée des failles sismiques. Ces grandes fractures sont détectées sur les images sismiques. Lorsque le rejet vertical des plans de faille est suffisamment élevé, la faille devient visible et peut être pointée (Figure 2.1). L’échelle moyenne est composée des failles sub-sismiques. Ces fractures sont des failles de longueur conséquente, mais dont le rejet est trop faible pour qu’elles soient visibles sur les images sismiques. Enfin à petite échelle, la fracturation diffuse contient les joints et diaclases (discontinuités sans rejet). Ces fractures sont suffisamment nombreuses pour être intersectées et observées au niveau des puits. Il est aussi possible de relier certaines propriétés de la fracturation diffuse à des attributs sismiques [Mallick et al., 1998].

La motivation principale d’une telle hiérarchisation est de s’intéresser au volume élémentaire représentatif (VER). Le VER est le plus petit volume sur lequel une mesure peut être représentative de l’ensemble du volume. En dessous du VER, le paramètre étudié ne peut plus être considéré comme continu. Dans le cas de fractures, le VER correspond au plus petit volume à partir duquel un réseau de fractures peut être assimilé à un milieu poreux équivalent. En ingénierie de réservoir, la notion de VER est étroitement liée à la taille de maille de la grille de simulation d’écoulement. Lorsque celle-ci est supérieure au VER, la fracturation peut être homogénéisée. Dans le cas contraire, elle doit être prise en compte de manière explicite. C’est le cas des failles sismiques et sub-sismiques dont les longueurs sont généralement supérieures aux tailles de cellules. L’autre motivation est liée au fait que les mécanismes de fracturation qui engendrent les fractures sont différents pour chaque échelle. Dans de nombreuses circonstances, il sera plus aisé de caractériser et modéliser indépendamment chacune des échelles de fracturation.

Certains paramètres du réseau fracturé peuvent être décrits à l’aide d’outils statistiques usuels. Par exemple, les distributions des pendages et des azimuts sont analysées à l’aide de diagrammes de Schmidt. Ces diagrammes permettent ensuite de dériver des

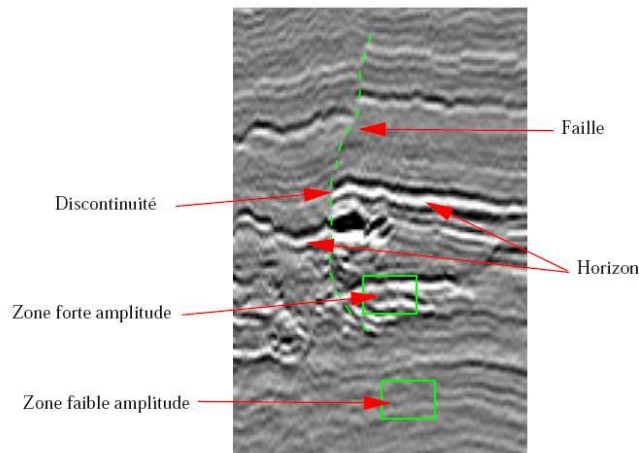


FIG. 2.1: Pointage d'une faille sur une image sismique (d'après Lariani [2000])

distributions angulaires analogues à des lois gaussiennes. En revanche, de telles lois ne peuvent être utilisées pour la description des positions de fractures. En effet, les mécanismes de fracturation tendent à générer des systèmes complexes dont la géométrie est liée à l'échelle d'observation. La figure 2.2 montre un exemple d'un réseau de fractures observé à plusieurs échelles. Cet exemple nous permet d'introduire, de manière informelle, la notion d'invariance d'échelle : les images du réseau obtenues à chaque zoom sont ici toutes similaires, du moins pour les niveaux VI à III. La structure diffère pour I et II ce sont des fractures diffuses qui sont observées. On dit aussi qu'il y a absence de longueur caractéristique, c'est à dire que l'aspect d'un réseau de failles n'est pas contrôlé par une grandeur telle que l'épaisseur d'une strate.

Ce chapitre sera introduit par une définition des différents types de fractures que l'on rencontre dans un gisement. Par la suite les méthodes permettant de décrire statistiquement les longueurs seront introduites. Les méthodes fractales permettant de décrire la répartition spatiale seront ensuite abordées. Enfin, une discussion sur la validité physique des méthodes statistiques utilisées conclura ce chapitre.

2.2 Caractéristiques individuelles

2.2.1 Définition des types de fractures rencontrés

Une fracture est une discontinuité d'origine mécanique et tectonique apparaissant dans les niveaux structuraux supérieurs et moyens de la croûte terrestre. Le terme de fracture englobe les diaclases, les fentes ou fractures d'extension et les failles [Blès and Feuga., 1981]. Ces objets sont souvent modélisés par des plans parallèles qui sont dans la réalité des objets géométriques plongés dans un environnement hétérogène.

Jointes et diaclases

Les termes de jointes et diaclases représentent les fractures dont les lèvres sont jointives, et qui ne présentent aucune trace de mouvement des deux compartiments. Ils désignent respectivement les discontinuités obliques et perpendiculaires à la stratification. Ces fractures sont souvent disposées en réseaux de familles directionnelles qui dépendent de l'historique

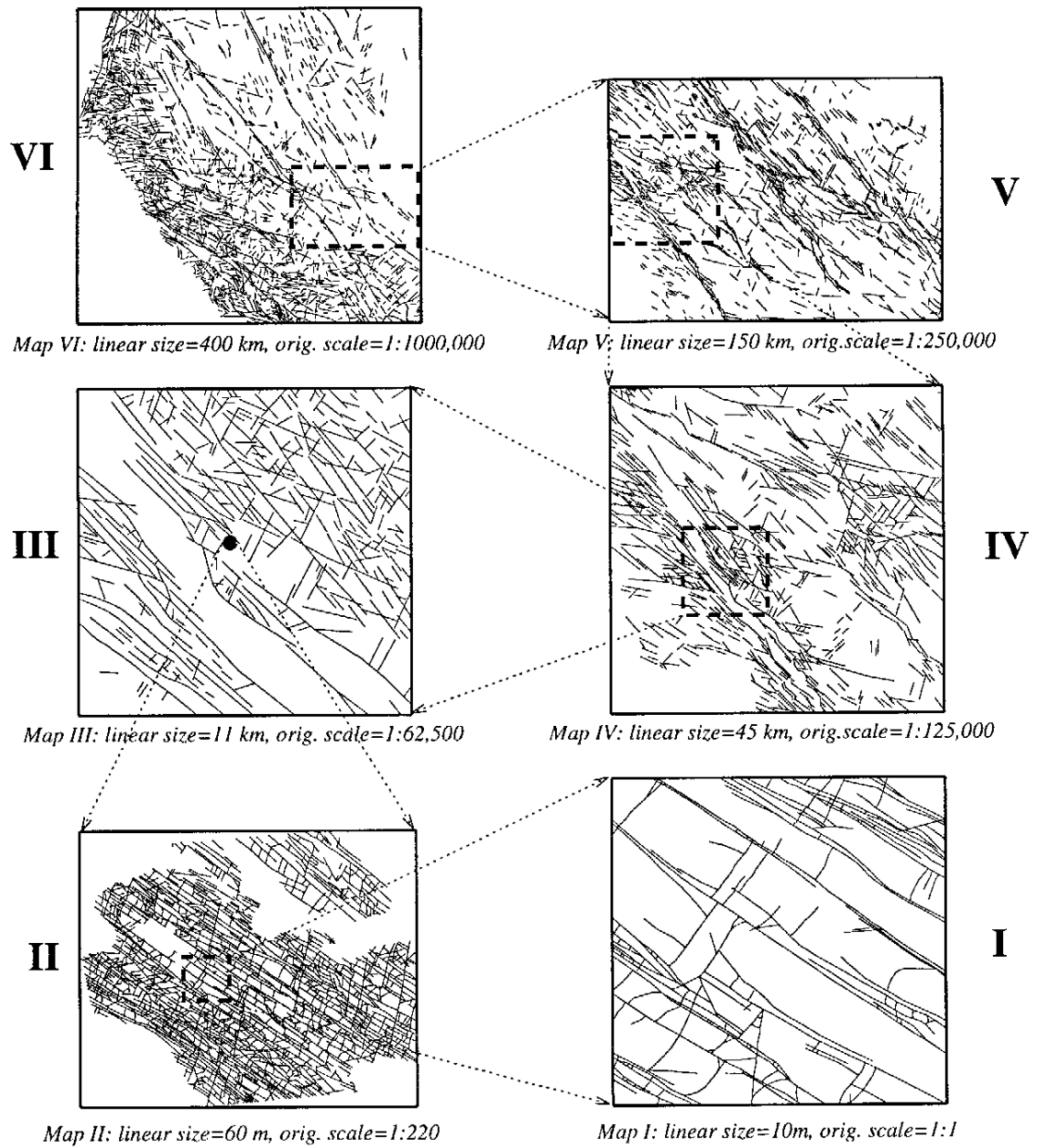


FIG. 2.2: Organisation d'un réseau de fractures réelles à différentes échelles d'observation. A grande échelle sont visibles les grandes failles régionales (VI), et à plus petite échelle on observe le réseau de joints et diaclases (I) (d'après Ouillon et al. [1995])

des contraintes tectoniques. Leurs surfaces internes sont généralement planes et peu rugueuses. Par définition, leur épaisseur est nulle mais après leur genèse les fractures peuvent s'ouvrir suite à des mouvements postérieurs. Leurs longueurs varient de quelques dizaines de centimètres à plusieurs mètres. Les espacements sont de l'ordre de quelques mètres. La présence de joints et diaclases résulte généralement des déformations liées aux failles et aux plis. On observe ainsi un nombre important de fractures au voisinage des grandes failles. De même, le nombre de fractures augmente généralement avec la courbure du réservoir (effet de déformation plus importante). Ces fractures sont aussi observées dans des roches dont les couches supérieures ont été érodées. Les fractures apparaissent sous l'effet de la décompaction liée à la diminution de l'épaisseur de roches.

Fentes d'extension

Les fentes ou fractures d'extension sont des fractures possédant une ouverture due à l'écartement perpendiculaire des pans. Cette épaisseur est généralement centimétrique mais peut atteindre plusieurs décimètres. Les longueurs observées sont similaires aux joints et diaclases.

Les fentes se forment sous l'effet d'une traction dans la roche. Ces zones de traction existent généralement dans des zones de déformations liées à des contraintes de cisaillement.

Joints et fentes appartiennent à la classe des fractures diffuses.

Failles

Les failles sont des fractures d'une échelle importante dont les deux pans montrent un déplacement l'un par rapport à l'autre, suivant une direction parallèle au plan de faille. On distingue généralement 3 types de failles :

1. Les failles normales liées à des contraintes d'extension. Le plan de rupture est oblique. On observe un abaissement du compartiment central.
2. Les failles inverses liées à des contraintes de compression. Le plan de rupture est oblique. Le décrochement se traduit par un soulèvement du compartiment central.
3. Les failles inverses présentant un plan de rupture vertical. Le déplacement des compartiments est horizontal.

Dans le cas de roches dépourvues de discontinuités initiales, les failles se forment par rupture de la roche sous les contraintes imposées. L'angle de rupture est fonction de l'orientation des contraintes principales et de l'angle de friction. L'apparition du plan de rupture produit un mouvement de glissement des blocs adjacents. Lorsque la roche contient déjà certaines discontinuités (diaclasses, schistosités), l'angle de rupture peut différer de l'angle de friction de la roche. Différents matériaux peuvent remplir ces structures, comme les matériaux engendrés par le broyage des roches ou ceux apportés par les fluides s'écoulant au sein de la failles (Figure 2.3).

Cas particulier des failles sub-sismique

Les failles sub-sismiques sont assimilées aux failles décrites précédemment à la différence qu'elles ne sont pas détectables par des instruments de mesure. La sismique ne peut les détecter car leur rejet est trop faible et leur nombre relativement réduit rend la probabilité d'intersection avec un puits assez faible. On peut néanmoins détecter la présence d'une faille invisible en utilisant les données hydrodynamiques de production. On peut notamment détecter la présence d'une faille en étudiant les résultats d'essais de

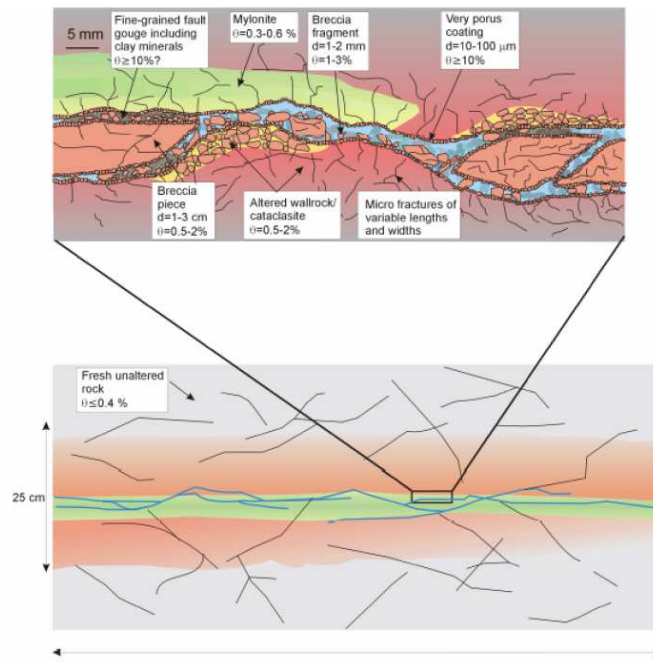


FIG. 2.3: Représentation conceptuelle d'une faille (d'après Winberg et al. [2003]).

puits. La distance d'une barrière étanche est alors donnée par des formules analytiques [Bourdarot, 1996].

2.2.2 Caractéristiques permettant de décrire une faille

Une faille unique est représentée par un linéament en 2D et une surface en 3D. On peut lui associer les propriétés suivantes :

1. Longueur : représente la longueur du linéament décrivant la faille. Dans le cas d'une faille 3D, le linéament est l'intersection de la faille avec le toit de l'unité géologique étudiée. Généralement, la longueur dépend du rejet de la faille. De ce fait, les failles de faible longueur sont invisibles en sismique.
2. Extension : distance verticale sur laquelle s'étend la faille.
3. Ouverture : distance moyenne de déplacement perpendiculaire aux deux pans de la faille. Cette valeur peut être corrélée à la longueur.
4. Rejet : mesuré suivant la ligne de plus grande pente. On distingue les composantes verticale et transversale. Cette distance mesure le déplacement relatif des deux plans de faille.
5. Orientation/Pendage : l'orientation, définie par rapport à la direction nord représente l'angle moyen formé par le linéament. Le pendage est l'angle entre le plan de faille et le plan horizontal. Ces deux valeurs peuvent jouer sur la connectivité du réseau de fractures.
6. Position : La position d'une faille est définie par les coordonnées de son centre de gravité. La définition d'un tel centre est triviale pour les faibles longueurs de failles, mais peut poser un problème pour les grands objets, ceux-ci ayant une forte probabilité de s'étendre au delà de la zone d'observation.

7. Porosité/Perméabilité : ces paramètres dépendent du type de remplissage de la faille. La faille étant engendrée par une rupture en cisaillement, celle-ci correspond généralement à un milieu poreux plus qu'à un vide. Ce milieu poreux peut être fortement perméable ou au contraire être une barrière à l'écoulement si par exemple, la faille s'est remplie de matériaux de précipitation.

Ces propriétés doivent être décrites pour un ensemble de fractures à l'aide de lois statistiques. Nous porterons une attention particulière à la description des longueurs et de leur répartition spatiale.

2.3 Description des longueurs de failles

2.3.1 Loi puissance

L'absence de longueur caractéristique dans certains mécanismes de fracturation et l'observation de réseaux de failles réelles permettent de justifier l'utilisation de la loi puissance pour décrire les longueurs :

$$n(l) \propto l^{-a} \quad (2.1)$$

avec $n(l)$ le nombre de failles inférieures à la longueur l et a l'exposant de la loi qui détermine la répartition des longueurs dans la distribution.

Les fractures étant définies pour une gamme d'échelles finie, la loi puissance est bornée respectivement à l'aide de la plus petite faille observée et de la plus grande faille observée, l_{min} et l_{max} .

2.3.2 Analyse de la loi puissance

L'exposant de la loi puissance est estimé à partir de la fonction de répartition expérimentale $N(l)$ (nombre de fractures dont la longueur est inférieure à l) que l'on représente sur un diagramme log-log. Un comportement linéaire indique un comportement en loi puissance. La pente donne l'exposant a . Plus cet exposant est élevé, plus la proportion de petites fractures par rapport aux grandes est élevée (Figure 2.4).

La précision de l'exposant déterminé dépend de plusieurs paramètres. D'une part, le nombre de failles doit être suffisamment élevé. Certains auteurs arrivent à la conclusion qu'un minimum de 200 failles est nécessaire pour déterminer précisément l'exposant [Bonnet et al., 2001]. D'autre part, le résultat peut être biaisé par des effets de troncation. Les failles de petite taille sont sous échantillonnées, à cause de la limite de résolution sismique. Le nombre de grandes failles est biaisé car celles-ci ont une plus grande chance d'être intersectées par les limites du domaine observé, et d'être confondues avec des petites fractures. Des corrections existent afin de prendre en compte ce biais. Bour and Davy [1999] proposent par exemple de formuler la loi puissance sous la forme :

$$n(l) \propto \left(\frac{\Lambda - l}{\Lambda}\right)^2 l^{-a} \quad (2.2)$$

où Λ est la taille du domaine fracturé. De telles corrections sont faciles à appliquer lorsque le domaine de définition du réseau est rectangulaire, mais se compliquent lorsque celui-ci est de forme quelconque.

Au chapitre suivant consacré à la modélisation, nous utiliserons une extrapolation de la loi puissance pour déterminer le nombre de failles sub-sismiques manquantes.

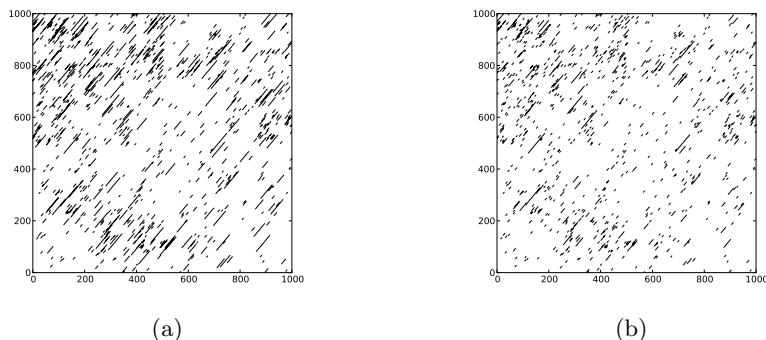


FIG. 2.4: Réseaux synthétiques de failles avec (a) $a = 1.5$ et (b) $a = 2.5$. Dans les deux configurations, $l_{min} = 5m$ et $l_{max} = 100m$

2.3.3 Loi log-normale

La forme d'une loi log-normale est celle d'une loi normale en tête de distribution et d'une loi puissance en queue. Cette propriété permet de représenter une population en loi puissance dont les éléments de faible longueur sont absents ou partiellement présents. Cette loi est donc appropriée au cas des failles identifiées en imagerie sismique (les plus petits objets restent non identifiés). Sa densité de probabilité est :

$$n(l) = \frac{1}{l\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{[\log(l) - \mu]^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2.3)$$

avec μ et σ la moyenne et la variance logarithmique de la loi.

Cependant, nous préférons considérer un comportement en loi puissance étant donné que cette hypothèse permet de déterminer le nombre de failles sub-sismiques à générer. Cependant, la loi log-normale peut servir à décrire d'autres types de fracturation possédant une échelle caractéristique, liée à l'épaisseur des unités lithologiques par exemple comme c'est le cas pour des joints [Odling et al., 1999].

2.4 Description de la répartition spatiale

Les lois statistiques précédentes ne permettent pas de décrire la répartition spatiale d'objets situés dans l'espace. De plus, les réseaux de failles peuvent posséder des propriétés d'invariance d'échelle. Il est donc intéressant d'utiliser des outils géostatistiques permettant de prendre en compte ces caractéristiques. Les méthodes fractales et multifractales sont particulièrement adaptées à l'étude de ce type de phénomènes. Nous présenterons d'abord les méthodes fractales permettant d'étudier l'invariance d'échelle d'*objets*, puis les méthodes multifractales qui s'appliquent à des *quantités* (ou propriétés).

2.4.1 Méthodes fractales

La géométrie fractale est une branche des mathématiques permettant l'étude d'objets dont la structure est indépendante de l'échelle d'observation. Elle est donc particulièrement bien adaptée à l'étude de la fracturation. La notion d'objet fractal a été introduite par B.Mandelbrot en 1975 et permet de définir *“une courbe ou un objet de forme irrégulière ou morcelé créé à l'aide de règles stochastiques ou déterministes impliquant une homothétie ou une affinité interne.”* [Mandelbrot, 1982]. Un objet fractal possède généralement les propriétés suivantes :

1. Similarité des détails à des échelles arbitrairement petites ou grandes
2. Trop forte irrégularité pour être décrit efficacement par la géométrie euclidienne
3. Exactement ou statistiquement autosimilaire
4. Sa dimension de Hausdorff est plus grande que sa dimension topologique¹.

On parle d'autosimilarité exacte lorsque l'objet apparaît comme parfaitement identique à toutes les échelles d'observation. Ce type d'objet mathématique est généré à l'aide de fonctions itérées. On peut citer comme exemples le tapis de Sierpinski ou le flocon de Koch (figures 2.5 et 2.6). Un objet est quasi autosimilaire lorsqu'il est à peu près identique à chaque échelle. Chaque échelle est une approximation de l'ensemble, sans jamais être identique. Enfin, un objet peut être statistiquement autosimilaire lorsqu'une mesure numérique ou statistique est préservée aux différentes échelles d'observation. Cette notion est donc bien adaptée à la description de phénomènes naturels. Les ramifications d'un delta fluvial, la courbe définissant une côte maritime ou encore l'imbrication des alvéoles pulmonaires sont des exemples de fractales naturelles [Mandelbrot, 1982, Feder, 1988].

Précisons qu'un objet autosimilaire n'est pas nécessairement fractal. Une ligne droite, par exemple, peut être construite à l'aide de copies réduites de son ensemble. En revanche, sa dimension de Hausdorff est égale à sa dimension topologique.

Dimension de Hausdorff

La dimension d'une ligne droite est 1, celle d'un plan est de 2. Cette dimension euclidienne n'est pas adaptée à la description d'un objet fractal qui est fortement irrégulier. Celui-ci est donc caractérisé par la dimension de Hausdorff, ou dimension fractale D_f , non entière. Dans le cas d'un objet fractal formé de répliques de lui-même en plus petit, cette dimension est donnée par :

$$D_f = \frac{\ln(n)}{\ln(h)} \quad (2.4)$$

où n est le nombre d'exemplaires de l'objet de départ réduits d'un facteur h . Pour un fractal défini dans l'espace de dimension 2, la dimension fractale sera comprise entre 1 et 2. Lorsque la dimension fractale tend vers 1, l'objet s'approche d'une ligne ou d'une courbe, alors que si elle tend vers 2, il remplira le plan 2D de façon homogène.

Le flocon de Koch (Figure 2.5) est construit à partir d'un côté formé de $n=4$ exemplaires de lui-même réduits d'un facteur $h=3$. Sa dimension de Hausdorff est donc $D_f = \frac{\ln(4)}{\ln(3)} = 1.26$. Pour un tapis de Sierpinski (Figure 2.6) formé de 8 exemplaires réduits d'un facteur 3, $D_f = \frac{\ln(8)}{\ln(3)} = 1.89$. Le flocon a une faible dimension qui le rapproche d'une courbe, alors que le tapis s'approche d'une surface.

Mesure de la dimension fractale sur des réseaux de fractures

L'équation 2.4 permet de déterminer la dimension fractale d'un objet parfaitement auto-similaire dont on connaît le mode de réplique. Lorsque l'on ne connaît pas cette information, on peut calculer la dimension fractale d'un objet fractal donné en déterminant le nombre $N(r)$ de disques ou sphères de rayon r nécessaires pour recouvrir entièrement

¹En d'autres termes, un réseau de fractures modélisé sous forme de linéaments est un déploiement de lignes (1D) qui offre des caractéristiques évoquant une surface (2D). Sa dimension de Hausdorff est alors comprise entre 1 et 2.

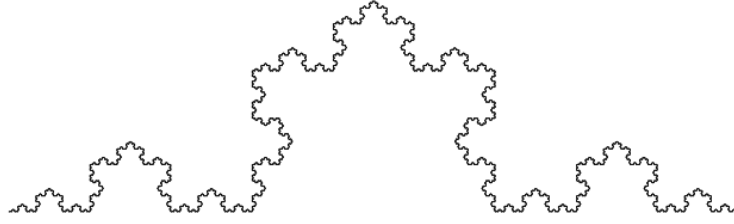


FIG. 2.5: Flocon de koch

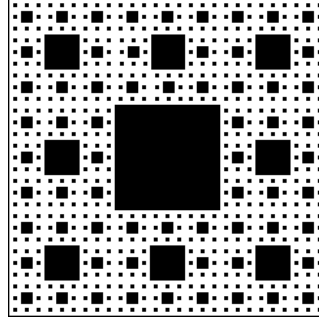


FIG. 2.6: Tapis de Sierpinski

l'objet étudié. Lorsque r diminue, $N(r)$ augmente. Si l'objet est fractal, $N(r)$ est inversement proportionnel à r^{D_f} :

$$N(r) \propto \frac{1}{r^{D_f}} \quad (2.5)$$

En d'autres termes :

$$D_f = \lim_{r \rightarrow 0} \frac{\ln N(r)}{\ln(1/r)} \quad (2.6)$$

Cette équation permet donc d'obtenir la dimension fractale d'un objet statistiquement similaire.

L'algorithme de calcul de la dimension fractale n'est généralement pas aisé à mettre en oeuvre. Pour les objets statistiquement fractals, d'autres dimensions ont été définies, qui sont adaptées à certaines classes d'objets. Elles peuvent coïncider avec la dimension fractale ou différer.

“Box-dimension” Elle repose sur l'algorithme du box-counting. Son principe est le suivant : l'objet étudié est recouvert d'un maillage composé de boîtes de taille r . Est alors déterminé le nombre de boîtes $N(r)$ contenant au moins une portion de faille. Cette opération est répétée en faisant varier la taille des boîtes. Lorsque l'objet est fractal, le nombre de boîtes N contenant au moins un segment de faille varie suivant l'équation :

$$N(r, R) \approx (R/r)^{D_b} \quad (2.7)$$

où D_b est la dimension de box-counting et R la taille de l'espace le contenant.

D_b peut être déterminé en traçant N en fonction de r en échelle log-log. La dimension D_b est donnée par la pente de la meilleure droite d'ajustement (figure 2.7). La dimension de box-counting ne diffère de la dimension fractale que dans des cas très particuliers (et alors $D_b > D_f$). Aussi dans la suite de ce travail, nous identifions D_b à D_f .

En pratique, le réseau n'est pas fractal pour toutes les échelles d'observation et la dimension évolue en fonction de r . Pour les fortes valeurs de r , toutes les boîtes parviennent à recouvrir

le réseau. A cette échelle d'observation le réseau de failles se comporte comme un plan. La dimension fractale tend vers 2. Pour les faibles valeurs de r , les boîtes ne couvrent plus que des segments de failles. À cette échelle, on tend donc à mesurer la rugosité des fractures individuelles. La dimension fractale tend donc vers 1. Cette déviation est aussi due au fait que la sismique a une résolution limitée. L'estimation de la dimension fractale doit donc se faire pour des valeurs intermédiaires de r .

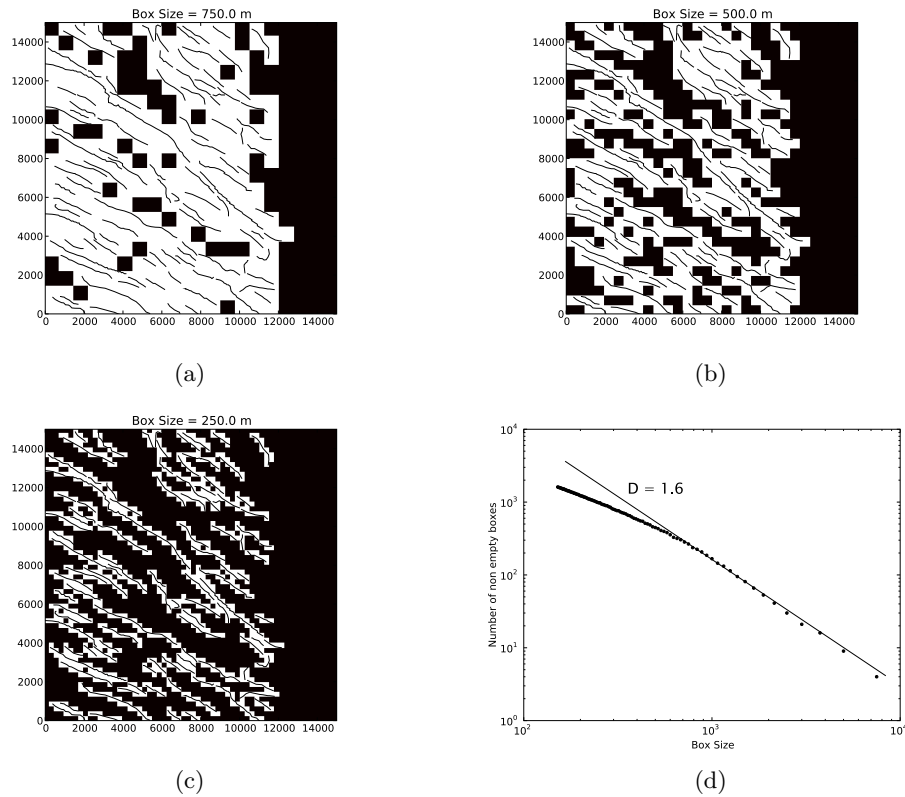


FIG. 2.7: Algorithme du Box-Counting : Le réseau de failles est recouvert par une grille de boîtes de taille variable r (2.7a 2.7b 2.7c). Le nombre de boîtes $N(r)$ contenant au moins une portion de faille est compté (boîtes blanches). En traçant $N(r)$ en fonction de r , on détermine la pente D d'un ajustement à cette fonction. On remarque qu'en dessous d'une taille de boîte de 800m, $N(r)$ dévie de l'ajustement à cause de l'absence des failles inférieures à la résolution sismique.

Discussion La détermination de la dimension fractale à l'aide de la méthode du box-counting est abondamment documentée dans la littérature [Chilès, 1988, Walsh, 1993, Barton, 1995]. Cependant, c'est une méthode qui présente de nombreux biais et qui est controversée par certains auteurs. Barton [1995] montre que la méthode est sensible à l'orientation des boîtes par rapport à l'orientation principale des fractures. Il préconise donc de trouver l'orientation du maillage qui minimise le nombre de boîtes recouvrant le réseau. En reprenant les calculs de Barton [1995], Walsh [1993] montre qu'un réseau considéré comme fractal ne l'est plus sous d'autres hypothèses. Il montre notamment que le positionnement du maillage initial ainsi que le choix de la taille de boîte initiale peut donner l'impression qu'un réseau est fractal. L'effet est d'autant plus important lorsque le réseau n'est pas échantillonné sur un domaine rectangulaire. Similairement, Odling [1993],

Berkowitz and Hadad [1997] ont montré qu'il est possible de calculer une dimension fractale sur des réseaux synthétiques générés de manière arbitraire. La méthode du box-counting ne permet donc pas toujours de discerner les réseaux fractals de ceux qui ne le sont pas.

Fonctions de corrélation à n-points

La méthode du box-counting présentée précédemment part de l'hypothèse que le réseau pris dans son ensemble est fractal. Une autre idée défendue par Bour and Davy [1997, 1999] est que seule la distribution des centres de fractures est fractale. La dimension adaptée à des ensembles aléatoires de points est la dimension de corrélation D_c . Elle se déduit de la fonction de corrélation à deux points $C_2(r)$ [Hentschel and Procaccia, 1983, Martinez et al., 1990] :

$$C_2(r) = \frac{1}{N^2} N_d(r) \quad (2.8)$$

où N_d est le nombre de couples de points dont la distance est inférieure à r . N est le nombre total de points. Si la population des centres est fractale, $C_2(r)$ est proportionnelle à une loi puissance en r^{D_c} . D_c est la dimension de corrélation du système. D_c est généralement inférieure ou égale à la dimension fractale (de Hausdorff) mais ces deux dimensions sont très proches. La dimension de corrélation donne une indication sur la répartition spatiale des centres de failles. Lorsque D_c tend vers 1, des amas de points se forment. Lorsqu'elle tend vers 2, les points tendent à remplir uniformément l'espace. Cette méthode présente plusieurs avantages :

1. La fonction est simple et rapide à calculer. Il suffit de calculer des distances entre points. Par comparaison, la méthode du box-counting requiert des calculs d'intersections des failles avec le maillage.
2. Elle permet de s'affranchir des problèmes liés à l'utilisation d'un maillage
3. Elle permet une meilleure distinction entre les populations fractales et les populations générées de manière aléatoire [Bonnet et al., 2001, Bour and Davy, 1997].

Cette méthode présente tout de même un inconvénient. En effet, dans la pratique, il est impossible de déterminer précisément le centre d'une fracture lorsque celle-ci intersecte le domaine d'observation.

2.4.2 Méthodes multifractales

Les outils fractals présentés précédemment permettent d'étudier des objets qui présentent un caractère d'auto-similarité ou d'auto-affinité dans l'espace, au moins dans une certaine gamme d'échelles. La généralisation aux multifractales applique les mêmes concepts à la description d'une quantité associée à un support [Feder, 1988]. Le concept de multifractales a été utilisé dans de nombreux domaines de la physique. Ils furent initialement proposés pour modéliser la turbulence à l'aide de modèles stochastiques [Mandelbrot, 1974].

Une propriété multifractale peut être considérée comme la superposition d'une infinité d'objets fractals ayant chacun leur propre dimension. Un exemple simple est celui d'un relief montagneux. Chaque isovaleur altimétrique est une ligne brisée possédant sa propre dimension fractale. L'ensemble de ces dimensions s'appelle le spectre des singularités.

Spectre des singularités Pour chaque point de l'espace x_0 sur lequel est défini la propriété multifractale, on peut définir l'exposant de singularité :

$$\alpha(x_0) = \lim_{r \rightarrow 0} \frac{\ln \mu(B_{x_0}(r))}{\ln r} \quad (2.9)$$

où B_{x_0} est la boule de rayon r centrée en x_0 et $\mu(B_{x_0})$ la valeur moyenne de la propriété à l'intérieur de la boule. Le spectre des singularités $f(\alpha)$ est la fonction qui associe la dimension fractale de l'ensemble des points x_0 tels que $\alpha(x_0) = \alpha$:

$$f(\alpha) = D_f(\{x_0, \alpha(x_0) = \alpha\}) \quad (2.10)$$

Spectre des dimensions généralisées Une autre manière de quantifier un objet multifractal est de calculer son spectre des dimensions généralisées. On définit les moments d'ordre q :

$$M_q(r) = \sum_{i=1}^{N(r)} \mu_i^q(r) \quad (2.11)$$

On définit le spectre $\tau(q)$ à partir du comportement en loi puissance des moments lorsque $r \rightarrow 0$:

$$M_q(r) \propto r^{\tau(q)} \quad (2.12)$$

On déduit le spectre des dimensions généralisées à l'aide du rapport :

$$D_q = \frac{\tau(q)}{q-1} \quad (2.13)$$

Le spectre des dimensions généralisées d'un réseau de fractures peut être déterminé à l'aide du box-counting multifractal, similaire au box-counting classique, dont la formulation est similaire à l'équation 2.4.2. Le réseau fracturé est recouvert par un maillage formé de boîtes de taille r . Une propriété du réseau est mesurée pour chaque boîte, comme la longueur cumulée $L_i(r)$ des tronçons de faille. Ces longueurs sont ensuite normalisées par les longueurs de l'ensemble du réseau afin de calculer les poids :

$$p_i(r) = \frac{L_i(r)}{\sum_{j=1}^n L_j(r)} \quad (2.14)$$

Ces poids permettent alors de construire les moments d'ordre q :

$$M_q(r) = \sum_{i=1}^n [p_i(r)]^q \quad (2.15)$$

Si l'objet est multifractal, ces moments varient selon :

$$M_q(r) \approx r^{(q-1)D_q} \quad (2.16)$$

avec $-\infty < q < \infty$, D_q .

Les exposant D_q sont déterminés par un ajustement à la loi puissance $M_q(r)$. De la même manière que pour le box-counting classique, l'ajustement doit se faire sur la partie linéaire de $\ln(M_q(r))$ (le réseau n'est pas multifractal sur l'ensemble des échelles d'observation). En faisant varier q , on décrit l'hétérogénéité de la distribution. Par exemple, les fortes valeurs de q privilégient les boîtes ayant une plus forte densité. Les valeurs négatives de q caractérisent les zones vides. Celles-ci correspondent souvent à des zones sous échantillonnées qui peuvent induire des erreurs lors de la détermination des exposants. On ne s'intéressera donc qu'aux valeurs positives de q [Ouillon et al., 1995].

Il est intéressant de noter que la dimension D_0 est identique à la dimension fractale obtenue avec l'algorithme du box-counting, qui caractérise la géométrie de l'objet. La dimension D_2 est appelée dimension de corrélation et est théoriquement égale à celle calculée avec la fonction de corrélation à deux points. En effet, cette dernière donne la probabilité que deux points soient situés dans un disque de rayon r [Darcel et al., 2003]. Un exemple est donné sur la figure 2.8.

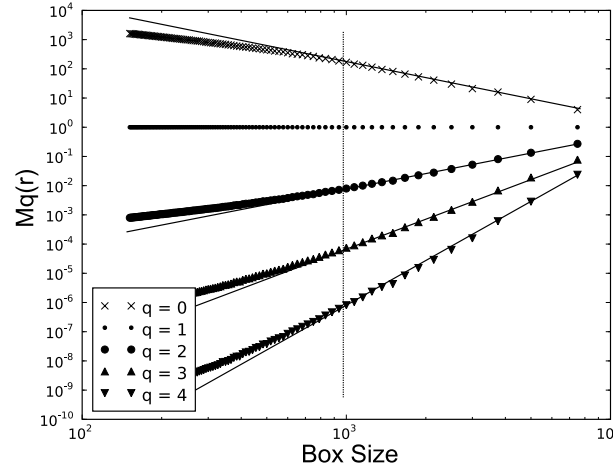


FIG. 2.8: Extension aux multifractales de la méthode du box-counting décrite figure 2.7. Pour chaque boîte le poids est défini par l'équation 2.14. Les moments $M_q(r)$ en sont déduits. M_0 est l'équivalent de la figure 2.7d. On remarque que pour les boîtes de taille inférieure à 1000 m, le comportement cesse d'être multifractal puisque les points ne s'alignent plus sur la droite d'ajustement.

2.5 Autres paramètres du réseau

2.5.1 Orientations et pendages

Les épisodes tectoniques successifs qui ont lieu dans le gisement génèrent généralement des familles de failles d'orientations différentes. L'analyse des azimuts permet de distinguer ces différentes orientations principales et de définir ces familles de fractures. Une des lois les plus utilisées est la loi de Fisher [Fisher, 1953] qui donne la distribution angulaire autour d'une direction moyenne :

$$f(\theta) = \frac{K \sin \theta e^{K \cos \theta}}{e^K - e^{-K}}$$

K est le coefficient de dispersion de Fisher. Plus il est faible et plus les angles générés sont dispersés. Une autre loi utilisée est celle de Von Mises qui est l'analogie de la loi normale appliquée aux statistiques angulaires. L'estimation des paramètres de la loi (orientation principale et dispersion) peut soit se faire sur une rose des directions (lorsque celles-ci sont définies par un seul angle, par exemple pour des failles verticales) ou sur un diagramme de Schmitt où sont projetées les normales aux plans de faille (réseau 3D).

2.5.2 Connectivité

La connectivité d'un réseau de fractures représente sa capacité à conduire un fluide au sein même du réseau. Généralement, un indice de connectivité est calculé entre deux plans de fractures. La connectivité du réseau dépend essentiellement de la densité de fracturation, de l'orientation et des longueurs des fractures.

Les réseaux de failles sont généralement peu connectés [Odling et al., 1999]. En effet, la densité de fracturation est faible, et contrairement aux fractures diffuses, les failles contiennent peu de directions principales. Elles tendent donc à être parallèles ce qui diminue leur probabilité d'intersection. Les failles sont en dessous du seuil de percolation mais

agissent comme des chemins préférentiels à l'écoulement. La connectivité est alors assurée par les fractures diffuses.

2.6 Arguments physiques justifiant l'utilisation de lois fractales et puissances

L'observation d'un certain nombre de réseaux fracturés en affleurements a permis à certains auteurs de justifier l'utilisation de lois fractales et puissances pour décrire la complexité de la géométrie. Cependant, il a aussi été montré que certains réseaux n'étaient pas fractals. Au chapitre suivant nous montrerons que l'hypothèse fractale facilite la modélisation, même si le réseau de failles sismiques n'est pas fractal. Dans cette partie seront donc présentés certains arguments physiques qui permettent d'étayer l'utilisation de fractals et de lois puissances.

Quel que soit le mode de fracturation (traction ou cisaillement), l'apparition d'une fracture est toujours due à une rupture associée au dépassement d'une contrainte critique σ_{max} . Les valeurs du champ de contrainte $\sigma_{i,j}$ dans un gisement dépendent à la fois des contraintes appliquées aux limites (tectonique), et de la position des fractures initiales. Ainsi les lois de la mécanique des milieux continus montrent que la contrainte augmente aux extrémités d'une faille et est réduite aux flancs de cette discontinuité. L'apparition de nouvelles fractures dépend donc grandement des fractures préexistantes.

Le principal argument en faveur de l'utilisation de lois puissances est l'absence de longueur caractéristique dans les processus de facturation. Le modèle le plus simple est celui d'une fracture isolée se propageant dans un milieu isotrope : la valeur du champ de contrainte avoisinant ne dépend alors que des distances aux extrémités et de la longueur de la fracture [Bonnet et al., 2001]. Cette hypothèse permet d'envisager une vitesse de propagation en loi puissance de la forme $dl/dt \propto l^a$ [Sornette et al., 1993]. Un tel modèle est trop simple car il ne prend pas en compte les interactions entre différentes fractures.

Cladouhos and Marrett [1996] proposent un modèle de croissance de réseau de fractures prenant en compte la combinaison de fractures rapprochées. Le modèle est initié avec des segments de longueurs égales, équivalents à des discontinuités préexistantes. Les segments se propagent à une vitesse proportionnelle à leur longueur. Lorsque deux extrémités sont proches l'une de l'autre, les segments se connectent pour former une faille. En fin de croissance, les longueurs du réseau simulé par cette méthode sont distribuées selon une loi puissance.

Les modèles de fusibles aléatoires [Vanneste and Sornette, 1992] permettent de modéliser les mécanismes de fracturation à l'aide d'analogies électriques. Le milieu continu est approximé par une grille cartésienne dont chaque segment est un fusible. Lorsque le courant appliqué de part et d'autre du modèle est trop fort, le fusible est désactivé et le courant passe dans les fusibles alentours (analogie de la fracturation suivie d'une redistribution des contraintes). Davy et al. [1995], De Arcangelis and Herrmann [1983] montrent que les réseaux de *fusibles désactivés* ainsi obtenus possèdent des propriétés multifractales ainsi qu'une distribution en loi puissance.

Des résultats similaires sont obtenus à partir d'expériences de croissance analogique

en laboratoire. Des bacs remplis de billes de matières variables (silicone et verre principalement) sont soumis à des déplacements latéraux. La formation de fractures est ainsi simulée en laboratoire. Sornette et al. [1993], Davy et al. [1995] ont montré que les réseaux obtenus sont multifractals.

Les modèles présentés utilisent des approches différentes pour représenter la croissance des fractures. Ils arrivent cependant toujours à la conclusion que la distribution finale est fractale et que les longueurs suivent une loi puissance. Ils montrent aussi que l'on peut aboutir à une géométrie complexe à partir de géométries initiales relativement homogènes. Cet aspect montre aussi que la géométrie du réseau final est très sensible à toutes les faibles interactions existant entre les fractures en croissance. Ainsi, on peut s'interroger sur la simplification des mécanismes et se demander si les phénomènes négligés n'auraient pas entièrement changé les résultats obtenus. La conclusion est que le modèle fractal/multifractal ne peut pas s'expliquer de manière rigoureuse. Par ailleurs, l'estimation précise de la dimension fractale et de ses variantes est une tâche délicate, même lorsqu'on dispose de données d'excellente qualité, notamment du fait des effets de bord [Theiler, 1990]. C'est encore plus le cas pour les données de fracturation, qui ne sont qu'approchées : forme simplifiée des failles, position imprécise des centres, etc... Nous utiliserons en fait les outils fractals, non pour déterminer une dimension précise, mais de façon heuristique : ils permettent de décrire efficacement quelques caractéristiques d'un phénomène organisé à plusieurs échelles d'observation et de mesurer l'adéquation d'une simulation du milieu aux données disponibles. Enfin, précisons que dans les milieux stratifiés, l'organisation des diaclases est généralement contrôlée par les bancs et se trouve de ce fait assez régulière. Les modèles fractals semblent mieux convenir aux failles qu'aux joints même si des réseaux fractals de joints ont aussi été décrits [Odling, 1993].

Chapitre 3

Modélisation des réseaux de failles

3.1 Introduction

Au chapitre précédent, ont été présentées différentes méthodes statistiques permettant de caractériser les réseaux fracturés. Une version discrétisée du réseau naturel a été utilisée pour calculer diverses propriétés comme les distributions de la longueur et de l'orientation des fractures ou les propriétés fractales du réseau. Dans ce chapitre, nous abordons la modélisation dont l'objectif est la génération de réseaux de fractures synthétiques qui reproduisent certaines des propriétés observées. De tels modèles ont été mis au point pour une grande variété d'applications comme le stockage de déchets nucléaires [Dershowitz et al., 2003], l'hydrogéologie [Singhal and Gupta, 1999] ou encore la géothermie [Bruehl et al., 1990]. Ces méthodes ne peuvent cependant pas être appliquées directement aux gisements pétroliers.

Les gisements pétroliers étant situés en profondeur, on ne dispose d'aucune donnée d'affleurement. Seuls des analogues peuvent être observés directement. De ce fait, seule une partie de la fracturation est visible. Les failles majeures sont détectées grâce à l'imagerie sismique. Cette mesure donne une information biaisée (seule les plus grandes failles sont détectées) sur l'ensemble du gisement. À l'opposé, la fracturation diffuse est observée de manière détaillée mais ponctuelle aux puits. La modélisation des fractures doit donc prendre en compte cette variabilité d'échelle dans les données disponibles. Comme de plus les failles et les joints ont généralement des organisations très différentes, la modélisation des fractures diffuses est généralement dissociée de celle des failles. La présente thèse étant consacrée au calage hydrodynamique des failles sub-sismiques, la modélisation des fractures diffuses ne sera pas abordée.

Les modèles objets sont couramment utilisés pour représenter les réseaux de fractures. Le réseau de fractures discrètes (DFN¹) est modélisé à l'aide de rectangles, de disques ou de surfaces. L'avantage d'un tel modèle est d'obtenir une représentation réaliste du réseau fracturé. De plus, ces modèles sont représentatifs de la connectivité à grande échelle (c'est à dire, au delà de la maille de la grille de simulation d'écoulement). Les modèles objets sont donc particulièrement adaptés à la modélisation des failles. Le principal inconvénient est lié aux ressources informatiques. La quantité de mémoire et les temps de calculs peuvent devenir prohibitifs lors de la création de modèles volumineux. Cependant, cet inconvénient est plutôt limité dans les applications pétrolières, car le nombre de failles à

¹Discrete Fracture Network

traiter est généralement restreint.

La première partie de ce chapitre est consacrée à une revue des méthodes stochastiques permettant de générer des DFN. Plutôt que de faire une revue exhaustive des méthodes existantes, seules les méthodes permettant de générer des failles seront abordées. Puis seront présentées les contraintes que doit respecter le générateur de failles sub-sismiques. En effet, celui-ci doit respecter des conditions particulières pour être compatible avec la méthode de calage historique de production ou “history matching”. S’ensuivra une présentation de l’algorithme développé au cours de cette thèse, avec des exemples inspirés de cas réels. Le chapitre sera conclu par une discussion des qualités et défauts de la méthode développée.

3.2 Revue des méthodes existantes

Cette première partie est consacrée à une revue de différentes méthodes permettant de modéliser les failles. Nous ne nous intéressons qu’aux méthodes de type DFN. En effet la modélisation à l’aide de modèles pixels tel que les modèles géostatistiques multi-points [Liu and Srinivasan, 2005] n’offrent pas la même flexibilité pour modéliser de grands objets.

3.2.1 Modèles fractals et multifractals

Nous avons montré au chapitre précédent que les méthodes fractales et multifractales sont particulièrement adaptées pour caractériser la complexité des réseaux de failles. Même si le caractère fractal des réseaux de failles peut être remis en cause, la modélisation fractale présente l’avantage d’être physiquement cohérente et d’utiliser un nombre réduit de paramètres pour contraindre le modèle.

Simulation 1D à l’aide de poussières de Cantor

Chilès [1988] présente une méthode permettant de générer des fractures le long d’une ligne. Les centres de fractures sont générés à l’aide d’un processus de Cantor stochastique, dont l’aspect est contrôlé contraint par une dimension fractale (voir l’annexe A.4 pour un set de Cantor déterministe). Les fractures sont ensuite placées verticalement sur chacun de ces centres. Le but de la simulation est de reproduire un réseau de fractures tel qu’il serait observé sur une ligne d’observation dans une galerie minière. Cette méthode de simulation n’est donc pas adaptée à la génération de failles à l’échelle du gisement.

Simulation de failles fractales par essai/erreur

Cacas et al. [2001], Bourbiaux et al. [2002] proposent un algorithme permettant de générer des failles fractales par le réseau des failles sismiques. Cet algorithme est utilisé dans le logiciel FracaFlow (développé à IFP Energies nouvelles).

L’algorithme est basé sur le fait que le réseau de failles sismiques n’est plus fractal en dessous d’une échelle d’observation minimale r_{min} . En effet, la limite de résolution de la sismique ne permet pas de relever toutes les failles. L’objectif est d’ajouter des failles subsismiques stochastiques pour prolonger le comportement fractal à des échelles d’observation inférieures. La simulation prend comme paramètre la dimension fractale D_f , le nombre N de failles à générer, les paramètres de la loi de longueur ainsi que la loi d’orientation. Puis la simulation se déroule de la façon suivante :

1. Tirage de N valeurs de longueur dans la loi puissance. Les longueurs sont classées par ordre décroissant.
2. Pour chaque longueur l_i , une coordonnée X_i est tirée aléatoirement dans le plan. Une faille de longueur l_i est centrée sur ce point. Son orientation est tirée dans une loi de Fisher.
3. L'algorithme du box-counting est utilisé pour compter le nombre de boîtes intersectées par cette nouvelle faille. Si le nombre total de boîtes occupées est compatible avec la dimension fractale D_f , la faille est conservée (elle n'augmente pas la dimension fractale). L'algorithme passe ensuite à l'étape 2 avec une nouvelle longueur.
4. Sinon, une nouvelle position est tirée jusqu'à satisfaire la condition sur la dimension fractale. Si la faille ne peut être placée au bout d'un certain nombre d'essais, l'algorithme passe à l'étape 2 avec une nouvelle longueur : la faille est rejetée diminuant ainsi le nombre de fractures simulées.

Le choix de la dimension fractale D_f influe sur la manière dont les failles sub-sismiques s'organisent autour des failles sismiques. Lorsque D_f tend vers 1, les nouvelles failles se disposent en amas autour des failles sismiques. Lorsque D_f tend vers 2, elles se répartissent uniformément autour des failles sismiques. La figure 3.1a montre des exemples de réalisations. On remarque que lorsque la dimension fractale choisie n'est pas cohérente avec le réseau sismique, le réseau final ne présente pas d'invariance d'échelle (figure 3.1d).

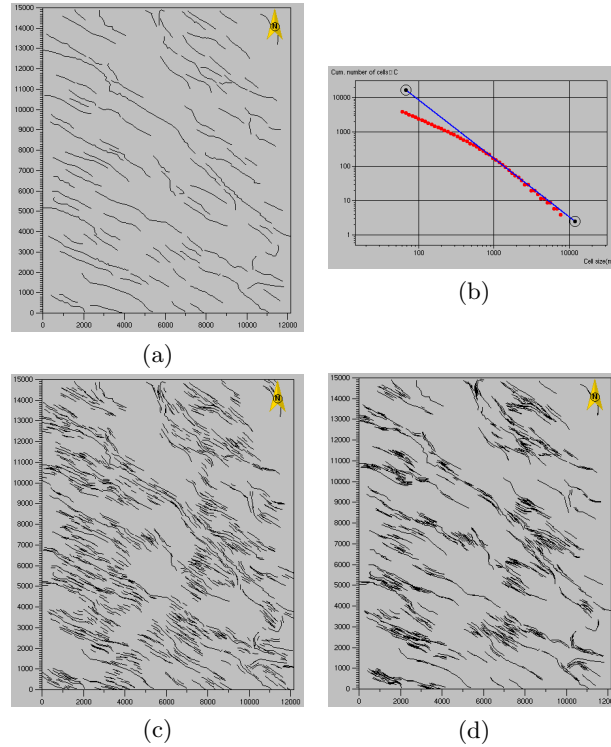


FIG. 3.1: a) Réseau de failles sismiques b) Analyse de la courbe de box-counting. La meilleure pente donne une dimension fractale égale à 1.7. Génération de réseaux fractals avec des dimensions respectives de 1.7 (c) et 1.4 (d)

Cet algorithme est bien adapté à la modélisation pétrolière car il permet de conditionner les failles sub-sismiques au réseau sismique. De plus, le modèle utilise un nombre réduit

de paramètres (dimension fractale, loi de longueur) pour contraindre les réalisations. Ces paramètres correspondent à des quantités qui sont mesurables sur affleurement.

Le problème de cette méthode est qu'elle est basée sur l'algorithme du box-counting dont les limites ont été présentées au chapitre précédent. De plus, comme certaines failles sont rejetées au cours de la génération, il n'est pas toujours possible d'obtenir le nombre de failles spécifié en entrée.

Algorithmes basés sur une modélisation multifractale

Mostad and Gjerde [2000], Holden et al. [2003] proposent une méthode similaire à la précédente en utilisant un formalisme multifractal. Cette méthode est implémentée dans le logiciel de recherche HAVANA (Norwegian Computing Center), décrit par Hollund et al. [2002]. L'algorithme est initialisé à l'aide d'un certain nombre de dimensions généralisées cibles, d'une loi de longueur et d'une loi d'orientation. Les dimensions généralisées peuvent provenir d'une analyse du réseau de failles sismiques ou d'un gisement analogue. Un modèle initial est généré en disposant les failles aléatoirement dans l'espace. Puis l'erreur multifractale (la différence en termes de moindres carrés entre le spectre simulé et le spectre cible) est réduite à l'aide d'un algorithme de type recuit simulé.

Belfield [1992] propose une autre méthode basée sur les multifractales. La répartition spatiale des failles sub-sismiques est donnée par carte de probabilité obtenue par une analyse multifractale des failles sismiques. Une méthode plus avancée est utilisée par Belfield [1998] pour modéliser la fracturation diffuse le long de la trajectoire d'un puits (modélisation 1D). Un algorithme de cascades multiplicatives² est utilisé pour générer des réalisations multifractales de déformation de la roche. Ces réalisations servent à placer des centres de fractures dont l'ouverture effective (épaisseur de fracture) est contrainte par la valeur de déformation. La nature hétérogène des cascades multiplicatives permet d'obtenir une distribution d'espacement de fractures qui suit une distribution fractale.

3.2.2 Modèles hiérarchiques

Chilès et al. [2000] propose de modéliser les fractures à l'aide d'un modèle probabiliste hiérarchique. Le modèle est conçu de façon à simuler des réseaux de fracture à deux familles dans lesquels la première famille contient des fractures parallèles, et la deuxième famille vient buter contre la première. Le modèle est paramétré à l'aide de l'espacement moyen entre les fractures, la densité de fracturation, la loi de longueur et le type de connections entre fractures. Le modèle permet d'obtenir une représentation réaliste du milieu fracturé. En revanche, il est nécessaire de connaître précisément les paramètres tous les paramètres statistiques du modèle ce qui ne permet pas d'envisager son utilisation pour la modélisation pétrolière.

Les couloirs de fracturation³ sont modélisés de manière similaire par Cacas et al. [2001]. Les couloirs de fracturation sont générés conditionnellement aux failles (sismiques et sub-sismiques). Une loi de probabilité permet de définir l'extension latérale du couloir de fracturation, ainsi que la manière dont décroît la densité lorsque l'on s'éloigne de la faille principale. Une telle propriété peut être mesurée lorsqu'un puits intersecte un couloir de fracturation [Ozkaya and Bolle, 2006]. Les fractures sont générées parallèlement aux failles principales (Figure 3.2).

²Les cascades multiplicatives sont développées page 42

³Ensemble de fractures situées au pourtour d'une faille majeure

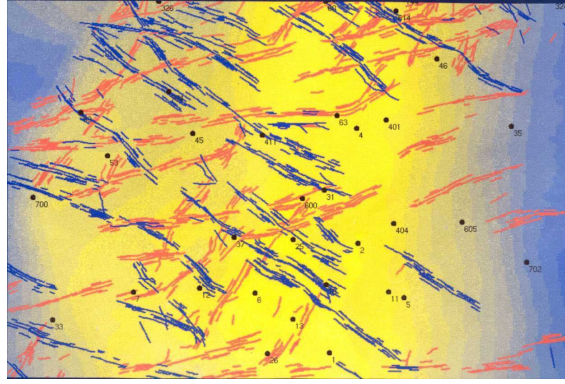


FIG. 3.2: Modélisation hiérarchique de couloirs de fracturation (d'après Jenni [2005]).

3.2.3 Modèle génétique de propagation parallèle

Ce modèle a été développé par Hu and Jenni [2005], Jenni [2005] pour effectuer le calage hydrodynamique d'un modèle de grandes fractures. Une attention particulière lui est portée car il est à l'origine des travaux de la présente thèse. L'algorithme utilise des méthodes stochastiques couplées avec une analogie géomécanique décrite par Maerten et al. [2006].

L'algorithme est initialisé à l'aide d'une carte de densité de fracturation. Cette carte peut être obtenue par un calcul géomécanique ou par une analyse géostatistique multivariable [Gauthier et al., 2000]. Puis, une population de N points d'un processus de Poisson non stationnaire est générée, en utilisant la carte de densité comme contrainte (N étant le nombre de failles à générer). Chaque point est utilisé pour initier la propagation d'une faille. A chaque itération de l'algorithme, les failles sont propagées simultanément d'un pas préalablement fixé, la direction étant donnée par une carte d'orientation. La propagation d'une faille s'arrête lorsque la densité devient trop faible (définie par un *seuil de propagation*), ou lorsqu'une faille avoisinante est trop proche (définie par une *taille de voisinage*). L'algorithme s'arrête lorsqu'aucune faille ne peut se propager. Le fonctionnement est illustré sur la figure 3.3.

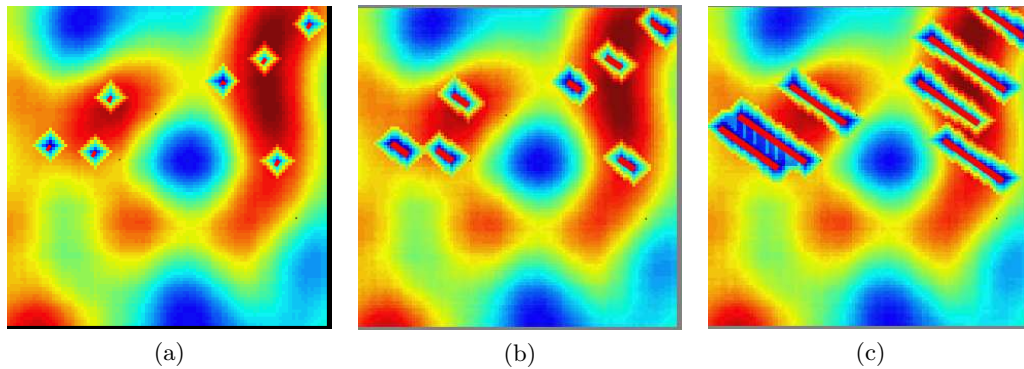


FIG. 3.3: Algorithme de propagation parallèle des failles : a) tirage des points poissonniens b) Ajout d'un segment à chaque faille à chaque itération. La densité est réduite autour de la faille, avec un rayon égal à la *taille de voisinage*. c) La propagation s'arrête lorsque le *seuil de propagation* est atteint

Avantages

1. La nature de l'algorithme permet d'obtenir une transition graduelle et continue lorsque le germe d'une faille est déplacé et le réseau régénéré
2. La carte de densité est respectée en termes de centres de failles, mais aussi en termes de densité de fracturation
3. Le modèle n'utilise pas de loi de longueur, ce qui peut être utile lorsque celle-ci est inconnue.

Inconvénients

1. La contrainte principale de l'algorithme est une carte de densité, obtenue par simulation géomécanique ou analyse géostatistique. Une telle carte est valide pour la fracturation diffuse mais n'est pas adéquate pour représenter les failles sub-sismiques.
2. Dans le cas où la densité est issue d'un calcul géomécanique, l'algorithme de propagation n'est qu'une approximation de la physique de fracturation de la roche. (en réalité il faudrait recalculer l'état de contrainte à chaque incrément de propagation d'une faille).
3. La loi de longueur ne peut être directement spécifiée. Le système de propagation contrôle la longueur finale des objets. Elles dépendent à la fois de la configuration de la carte de densité (propagation stoppée pour les faibles valeurs) et du nombre de failles (propagation stoppée au voisinage d'une autre). De ce fait, les longueurs des failles générées sont parfois irréalistes (sur la figure 3.4 page 41, on aperçoit des objets anormalement longs pour la famille orientée NNO).
4. Les paramètres arbitraires utilisés par l'algorithme (*seuil de propagation* et *taille de voisinages*) ne correspondent pas à des données physiques. Ces paramètres ne peuvent être inférés à partir de données observées sur le terrain [Verscheure, 2009].
5. La construction des failles ne prend pas en compte l'invariance d'échelle évoquée au chapitre précédent, ni dans la répartition spatiale, ni dans le calcul des longueurs.

L'algorithme de propagation parallèle ne convient donc pas à la modélisation des failles sub-sismiques car il ne permet pas d'obtenir un réseau réaliste d'un point de vue géologique. La figure 3.4 montre un exemple de reproduction d'un réseau de failles à partir d'un modèle de référence. On observe des failles de longueur aberrante ainsi qu'une connectivité trop élevée. De plus, les paramètres utilisés pour contraindre ses réalisations sont arbitraires et ne correspondent pas à des données observables sur le terrain. La méthodologie est donc difficilement applicable à la modélisation d'un gisement pétrolier. Ces raisons nous ont donc poussés à mettre au point un nouvel algorithme de modélisation de failles.

3.3 Contraintes à respecter pour mettre au point le générateur stochastique de failles

L'objectif de cette thèse est de permettre d'une part une modélisation réaliste des failles, et d'autre part le calage hydrodynamique des réalisations. Pour que cela soit possible, le modèle stochastique doit respecter certaines contraintes. Celles-ci sont détaillées afin de justifier certains choix faits lors de la mise au point de la méthode de modélisation.

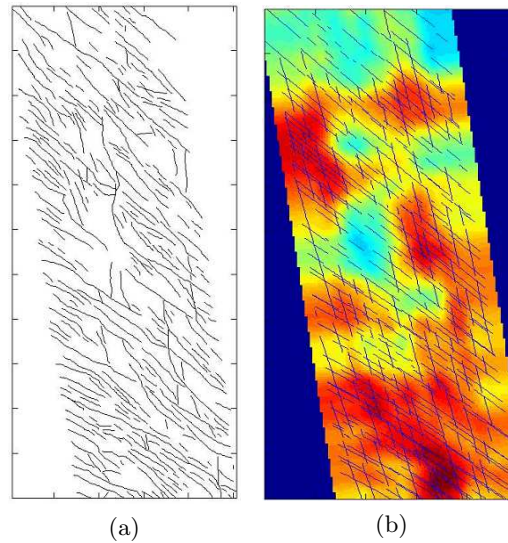


FIG. 3.4: a) Modèle de référence b) Modèle simulé (d'après Jenni [2005])

3.3.1 Compatibilité avec la méthode des déformations graduelles

La méthode d'“history matching” mise au point par Jenni [2005] utilise une paramétrisation de la position des failles à l'aide de la méthode des déformations graduelles. Cette méthode propose de déformer une réalisation initiale y_0 d'une fonction aléatoire gaussienne Y , de façon graduelle et cohérente, afin d'améliorer son calage aux données dynamiques. Cette méthode sera décrite en détail au chapitre 5. Elle repose sur la possibilité de déformer de façon continue les nombres aléatoires à la base des algorithmes de simulation.

Continuité des déplacements Pour que l'history matching soit efficace, la déformation du modèle objet doit être la plus continue possible. En effet, les simulations d'écoulement nécessaires à l'évaluation de la fonction objectif sont coûteuses en temps de calcul. Plus la déformation du modèle géologique est continue, plus la réponse hydrodynamique du système le sera à son tour. Cette propriété permet de réduire le nombre de simulations lors de l'history matching en utilisant un algorithme d'optimisation approprié. Pour que la déformation soit continue, les propriétés du modèle final (positions, longueurs, orientations, etc...) doivent être des fonctions continues des nombres aléatoires utilisés. Le modèle fractal faisant appel à des acceptations/rejets présenté dans la partie 3.2.1 ne peut être utilisé car le déplacement des failles serait discontinu.

Zonabilité Les données hydrodynamiques utilisées pour effectuer l'history matching sont fournies individuellement pour chaque puits (débits, pressions, etc...). Il est difficile de caler simultanément l'ensemble des puits. Il est alors nécessaire de procéder à un calage local, au cours duquel le modèle géologique est déformé indépendamment dans des zones définies par rapport à la configuration des puits.

Pour que le modèle soit déformable par zone, chaque objet doit être généré indépendamment des autres. Le vol de Levy (Annexe A.3) est l'exemple d'un algorithme pouvant servir à générer des centres de failles suivant une distribution fractale. L'algorithme peut être déformé de manière continue en modifiant les nombres aléatoires utilisés pour tirer les angles et les longueurs de pas. En revanche, la déformation par zones n'est

pas possible car la position d'un point dépend de la position du point précédent.

3.3.2 Compatibilité avec les données disponibles en modélisation pétrolière

Les paramètres du modèle de failles sub-sismiques doivent être en adéquation avec les données disponibles sur le terrain. De ce fait, l'algorithme de propagation parallèle ne peut être employé car il utilise des paramètres arbitraires. Les algorithmes utilisant des méthodes fractales et multifractales sont quant à eux plus appropriés à la modélisation de réseaux de failles sismiques. D'une part les méthodes statistiques utilisées sont cohérentes avec les mécanismes physiques de fracturation, et d'une autre, ils permettent de contraindre le modèle avec un nombre réduit de paramètres que l'on peut obtenir à partir d'observations sur le terrain.

Les différents modèles fractals présentés précédemment n'étant pas compatible avec les déformations graduelles, nous proposons une nouvelle méthodologie.

3.4 Modélisation multifractale de la répartition spatiale

Nous proposons de modéliser la répartition spatiale des failles en calculant une carte de densité. Cette carte sert ensuite de contrainte pour tirer les centres de failles. L'avantage d'une telle approche est que chaque point est généré indépendamment des autres. La méthode des déformations graduelles locale peut donc être appliquée.

3.4.1 Cascades multiplicatives

La méthode des cascades multiplicatives permet de modéliser une propriété multifractale en utilisant un processus récursif qui implique une invariance d'échelle.

Cascade multiplicative 1D

Le fonctionnement de l'algorithme est d'abord expliqué sur un modèle unidimensionnel décrit par Belfield [1998]. L'algorithme est initialisé à l'aide de deux poids P_1 et P_2 tirés dans une distribution de probabilité $P(x)$ non négative. Les deux poids sont normalisés de façon que :

$$\sum P_i = 1 \quad (3.1)$$

Ces poids sont attribués aux hauteurs de deux segments (figure 3.5, Cascade Level 1). Chaque segment est ensuite divisé en 2 parties égales (soit 4 segments) et 4 nouveaux poids P'_1, P'_2, P'_3, P'_4 sont tirés. Les hauteurs des nouveaux segments sont calculées en multipliant les valeurs des nouveaux poids par les hauteurs du segment parent :

$$(P_1 \times P'_1), (P_1 \times P'_2), (P_2 \times P'_3), (P_2 \times P'_4) \quad (3.2)$$

Les nouvelles hauteurs sont normalisées pour que leur somme soit unitaire (équation 3.1). Ces opérations de subdivision, tirage aléatoire et multiplication par l'échelle supérieure sont répétées jusqu'à atteindre une résolution suffisante (figure 3.5, Cascade Level 6). La figure 3.5 montre que chaque itération ajoute un niveau de détail supplémentaire tout en conservant l'aspect imposé par les échelles supérieures. Les multiplicateurs utilisés par Belfield [1998] sont tirés dans une loi Lévy-stable. L'utilisation d'une telle distribution permet d'obtenir une cascade multiplicative dont l'aspect est similaire à chaque échelle

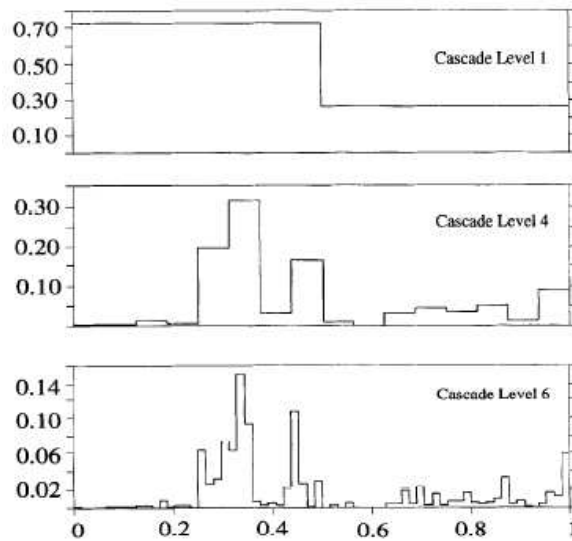


FIG. 3.5: Cascade multiplicative unidimensionnelle (d'après Belfield [1998])

d'observation. L'aspect des réalisations est contrôlé par les paramètres de la loi de distribution. Plus la dispersion de la loi augmente, plus la cascade est hétérogène (figure 3.6). Cette densité peut ensuite être utilisée pour contraindre le positionnement de fractures le long d'un puits.

Le problème de cette méthode est lié à la difficulté de relier les paramètres de la loi de probabilité aux données observées sur le terrain. Au cours de cette thèse, nous avons appliqué la méthode des cascades multiplicatives à la génération d'un champ de probabilité 2D, en utilisant des multiplicateurs tirés dans une loi log-normale (qui peut s'apparenter à une loi Lévy-stable). Nous avons tenté d'établir une corrélation empirique entre les paramètres de la loi log-normale et le spectre des dimensions généralisées. Il s'est avéré qu'une telle corrélation est difficile à trouver. De plus, les propriétés fractales des différentes réalisations obtenues avec une même loi log-normale varient pour chacune des réalisations [Verscheure, 2009]. Les résultats obtenus avec des cascades log-normales sont donnés dans l'annexe A.5.

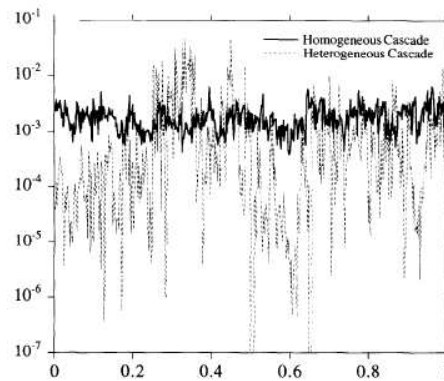


FIG. 3.6: Influence de la variance sur l'hétérogénéité des réalisations (fortes valeurs : cascade hétérogène, faibles valeurs : cascade homogène) (d'après Belfield [1998])

Cascade multiplicative 2D contrainte par la dimension de corrélation D_2

Une méthode présentée par Darcel et al. [2002, 2003] permet de générer une cascade en imposant la dimension D_2 . La carte de densité obtenue est alors utilisée pour générer une population de points dont la dimension de corrélation D_c sera égale à D_2 .

La construction de la cascade est initialisée par le calcul d'un jeu de poids prédéfinis qui doivent satisfaire les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^n P_i^2 = l^{D_2} \quad (3.3)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1 \quad (3.4)$$

et

$$P_i \geq 0 \quad (3.5)$$

où l est le rapport de contraction, n le nombre de poids à tirer et D_2 la dimension de corrélation que l'on veut modéliser.

Dans le cas d'une cascade 2D, les longueurs et largeurs des cellules sont divisées en 2 parties égales. Ce qui donne donc $l = 0.5$ et $n = 4$. 4 poids P_1, P_2, P_3, P_4 sont attribués aux 4 cellules de la grille 2×2 (Figure 3.7-1). Chacune des cellules est ensuite subdivisée en quatre parties égales. A chaque subdivision, un jeu de poids P_i est attribué aux nouvelles cellules. A cette étape, il est possible de réutiliser le jeu de poids initial ou de recalculer de nouvelles valeurs. Il est de même possible de procéder à des permutations afin de varier les réalisations possibles. A la fin, les poids sont multipliés par les valeurs des cellules avant subdivision (Figure 3.7-2). L'algorithme est itéré jusqu'à atteindre une résolution satisfaisante (Figure 3.7-3). La figure 3.8 montre deux exemples de réalisations de cascades avec des dimensions de corrélation différentes. Le tirage des points ainsi que la fonction de corrélation à deux points y sont représentés.

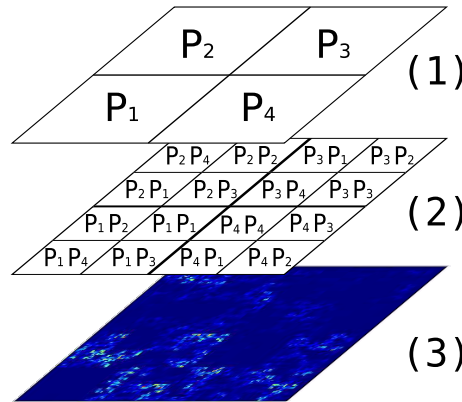


FIG. 3.7: Cascade multiplicative 2D avec un jeu de P_i prédéfini. A chaque itération, les poids sont permutés aléatoirement

Lissage des effets de pixellisation

Un des inconvénients des cascades multiplicatives est qu'à chaque itération, les cellules sont subdivisées pour effectuer un nouveau tirage de poids. De ce fait, les hétérogénéités obtenues à une échelle donnée sont conservées aux échelles suivantes. On observe ainsi

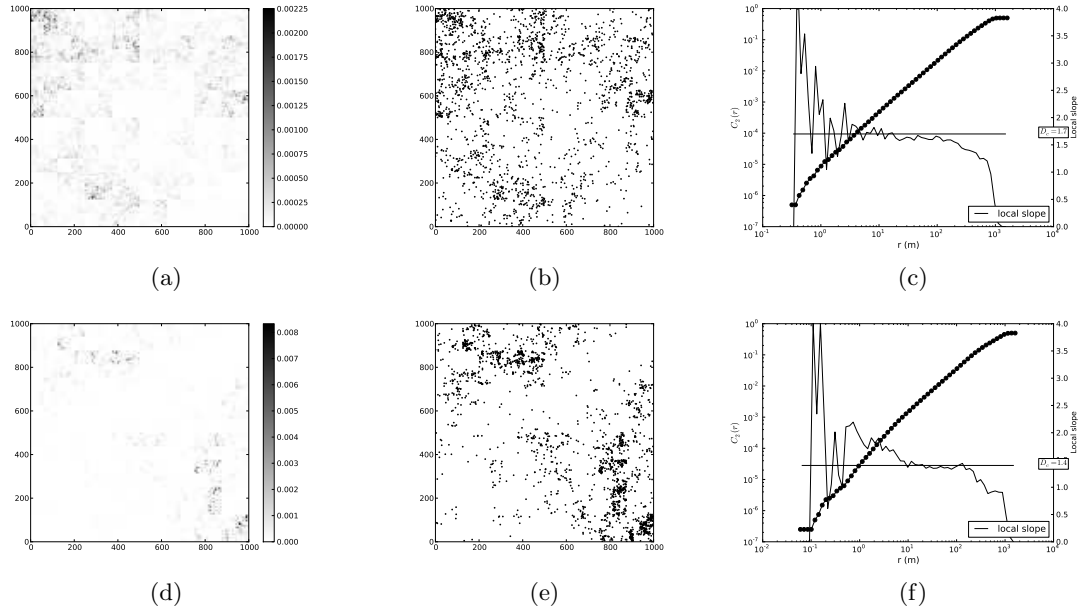


FIG. 3.8: a) Carte multifractale ($D_2 = 1.8$) b) Tirage de 2000 points poissonniens c) Fonction de corrélation à 2 points et sa pente locale. d), e), f) : Idem avec $D_2 = 1.4$

un effet de “pixellisation” des réalisations (Figure 3.8 a et 3.8d) qui n’est pas approprié à la modélisation d’un phénomène naturel. Nous proposons donc de réduire cet effet en utilisant une méthode d’interpolation. Au lieu de multiplier les nouveaux poids par les valeurs de leurs parents, ils sont multipliés par des valeurs interpolées par une spline cubique (3.9). Cette interpolation peut être appliquée à des itérations données. Il est ainsi possible d’interpoler les cartes à partir d’une certaine échelle d’observation. Ce point est important, car l’utilisation d’interpolations entraîne des erreurs sur la dimension de corrélation des points obtenus. De ce fait, il vaut mieux appliquer l’interpolation aux plus petites échelles, comme illustré sur la figure 3.10.

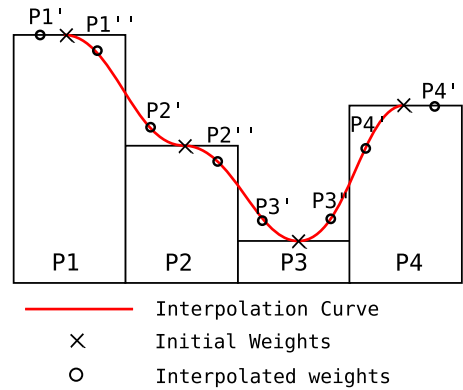


FIG. 3.9: Interpolation des P_i dans l’algorithme des cascades multiplicatives : a

Conditionnement aux failles sismiques

Pour être utilisées dans un contexte pétrolier, les réalisations doivent être conditionnées aux failles sismiques disponibles. Nous proposons une méthode de conditionnement utili-

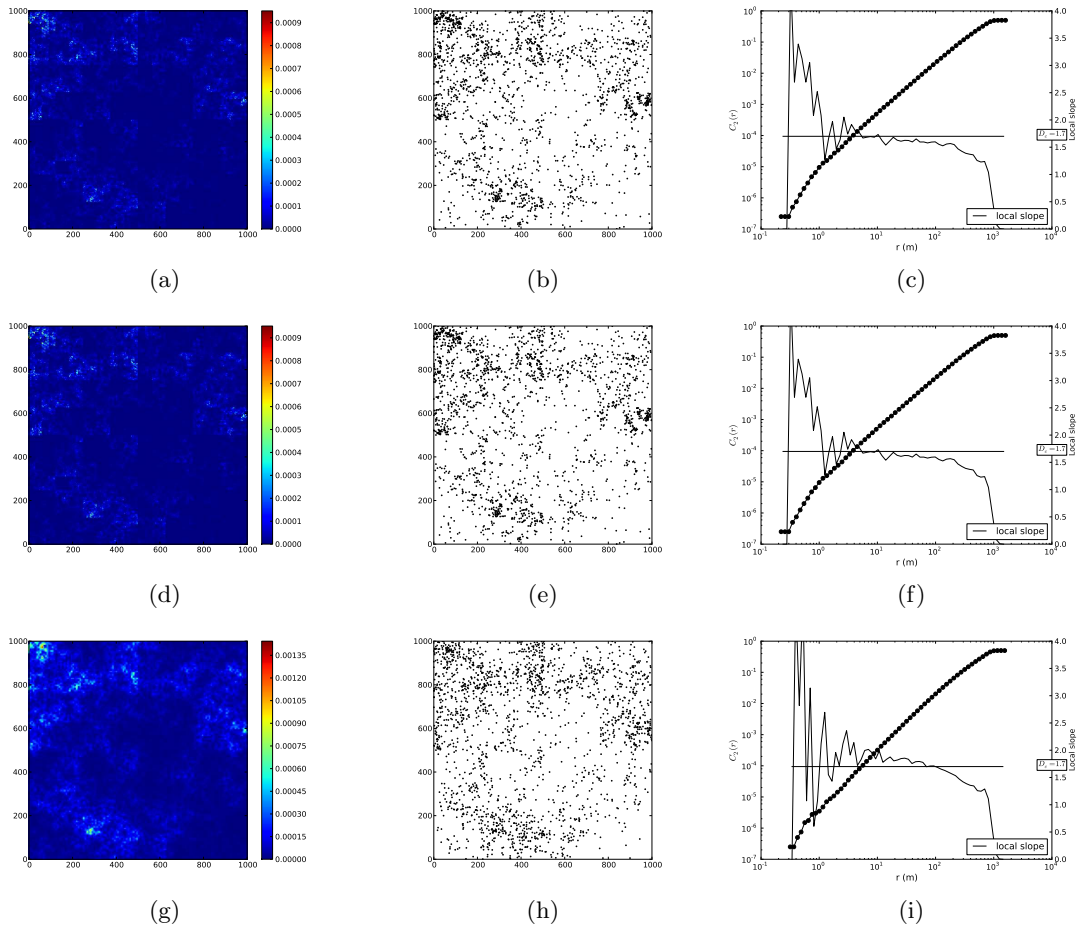


FIG. 3.10: Effets du lissage dans les cascades multiplicatives. a) Pas de lissage d) lissage sur les 2 dernières itérations de l'algorithme, g) lissage sur les 4 dernières itérations de l'algorithme

sant le fait que les cascades multiplicatives conservent l'aspect des échelles supérieures à chaque itération. Nous utilisons les cascades multiplicatives afin d'augmenter la résolution d'une image. Cette augmentation est stochastique et satisfait à une invariance d'échelle. De cette manière, il est possible d'ajouter des failles multifractales en dessous de la limite de résolution sismique.

Notre méthode de conditionnement est initialisée à partir de l'échelle minimale r_{min} en dessous de laquelle le réseau ne présente plus d'invariance d'échelle. Cette valeur est déterminée lors de l'analyse des failles sismiques. Deux manières de calculer r_{min} peuvent être envisagées.

La première est de considérer les centres de failles sismiques, et d'étudier leur caractère multifractal avec la fonction de corrélation à deux points ou le box-counting multifractal. L'échelle r_{min} est donnée par le rayon (ou la taille de boîte) à partir duquel la courbe n'est plus linéaire. Le domaine fracturé est ensuite recouvert d'un maillage dont la taille des cellules est égale à r_{min} . La densité des centres de failles sismiques (nombre de centres par boîte sur nombre de centres total) est calculée pour chacune des cellules. Le résultat est une carte de densité des failles à basse résolution. Cette carte est utilisée pour initialiser l'algorithme des cascades multiplicatives. Cette méthode est la plus rigoureuse car elle considère que seuls les centres de failles sont fractals.

L'autre manière de procéder est de considérer l'ensemble des failles sismiques. L'analyse est faite avec le box-counting multifractal. La taille de boîte r_{min} à partir de laquelle le réseau dévie du comportement fractal est déterminée de la même manière que précédemment. Les valeurs de la carte de densité basse résolution sont calculées en mesurant la longueur cumulée de faille dans chaque maille. Cette méthode est plus appropriée pour traiter les réseaux contenant peu de failles sismiques. En effet, si les seuls centres de failles sont considérés, la carte de densité contiendra un nombre important de zones vides. La méthode de conditionnement est illustrée sur la figure 3.11.

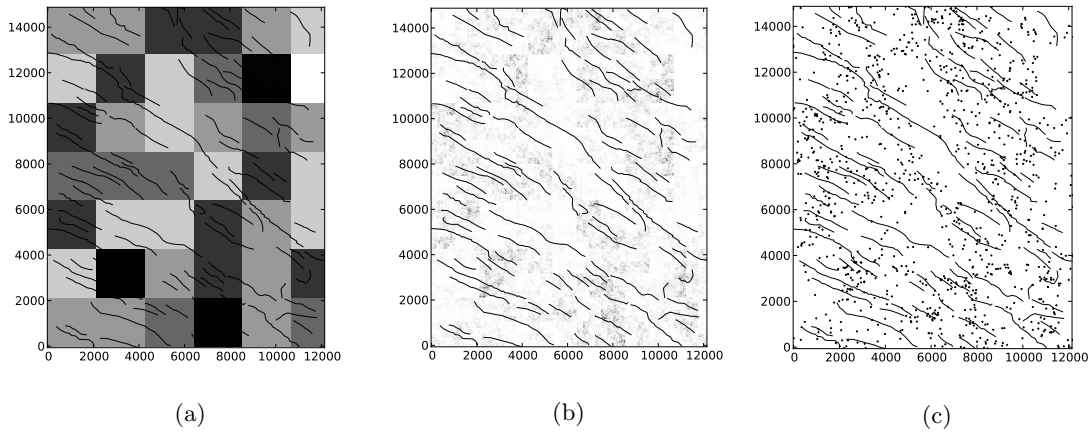


FIG. 3.11: Conditionnement des failles sub-sismiques. a) Calcul de la carte de densité basse résolution b) Cascade multiplicative, initialisée par la carte basse résolution c) Tirage des points poissonniens

3.5 Modélisation 2.5D des failles

La méthodologie que nous proposons utilise une approche de modélisation dite 2.5D. Les failles sont d’abord générées en 2D, sous la forme de linéaments, puis étendues en 3D en utilisant des règles d’extrusion contraintes par les valeurs de pendages et les horizons géologiques.

3.5.1 Tirage des centres de failles

La carte multifractale générée par l’algorithme des cascades multiplicatives est utilisée pour effectuer un tirage de points poissonniens non-stationnaires. La simulation peut être effectuée à l’aide d’une méthode de type acceptation-rejet (annexe A.2) ou à l’aide d’une méthode séquentielle⁴.

3.5.2 Construction des linéaments

La construction des linéaments s’appuie sur un maillage 2D qui recouvre le domaine fracturé. Les cellules de cette carte contiennent les orientations calculées par moyenne mobile du réseau sismique. La longueur finale de chaque linéament est tirée dans une loi puissance, préalablement à sa génération. Les linéaments sont propagés de part et d’autre du centre, sous forme de segments jointifs, jusqu’à atteindre la longueur finale. L’orientation de chaque segment est donnée par la carte d’orientation (Figure 3.12). On peut ajouter un bruit correspondant à un tirage dans une loi de Fisher.

Bour and Davy [1999] ont montré l’existence d’une corrélation entre la longueur l et la distance $d(l)$ à la faille de longueur supérieure la plus proche. Cette corrélation correspond à la formation de clusters de petites failles autour des plus grandes.

Par définition de la loi puissance, le nombre de petites failles est supérieur aux grandes. En distribuant aléatoirement les longueurs sur les centres, cette corrélation se retrouve naturellement dans le réseau synthétique.

Ce phénomène d’anti-clustering des petites failles autour des grandes s’observe aussi sur des échantillons déformés en laboratoire [Ackermann and Schlische, 1997].

3.5.3 Génération des failles en 3D

L’angle de pendage est tiré dans une distribution de Fisher (ou peut être défini comme constant). Le vecteur normal moyen du linéament est calculé afin de définir une direction d’extrusion suivant l’angle de pendage. Le linéament est translaté de part et d’autre du modèle réservoir pour former une surface (Figure 3.13a).

La faille finale est obtenue par élimination des surfaces situées à l’extérieur de la grille géologique (Figure 3.13b). L’algorithme de clipping utilisé est basé sur un découpage du plan de faille par chacune des cellules de la grille géologique [Weiler and Atherton, 1977]. Il est possible de spécifier des horizons spécifiques pour générer des failles par unité géologique.

⁴Cet algorithme présente l’avantage d’être compatible avec la méthode des déformations graduelles. Il sera décrit au chapitre consacré au calage d’historique (page 76)

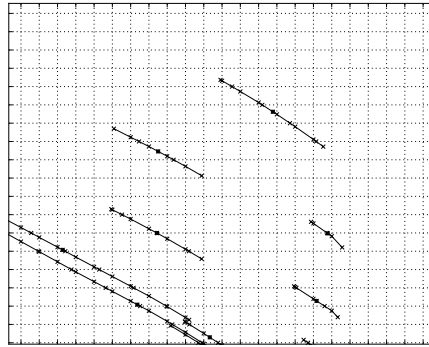


FIG. 3.12: Génération des linéaments 2D. Les linéaments sont construits sur la grille (pointillés), à partir des centres de failles (points noirs). Sur cet exemple, l'orientation n'est pas perturbée par une loi de Fisher.

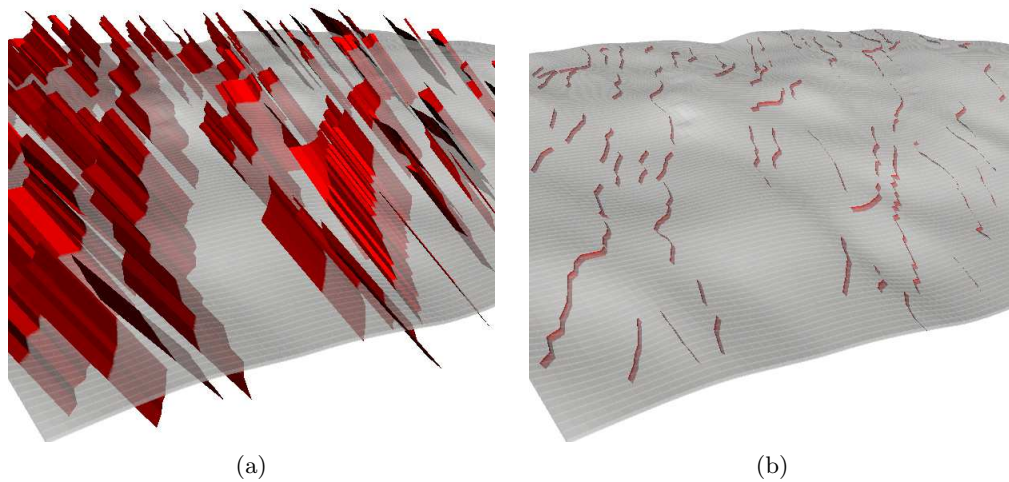


FIG. 3.13: a) Linéaments translaté de part et d'autre de la grille réservoir b) Rognage des surface situées en dehors de la grille

3.6 Exemples

Nous présentons maintenant deux exemples d'application pour illustrer le fonctionnement du générateur de failles. Les deux cas sont inspirés de données réelles. Le premier cas représente un réseau fracturé comprenant de nombreuses failles alors que le second en possède très peu.

3.6.1 Exemple 1 - Gisement Mu

Cet exemple est extrait de la thèse de Jenni [2005]. Il s'agit d'un réseau de failles sismiques d'un champ carbonaté situé en Afrique du Nord (Figure 3.14).

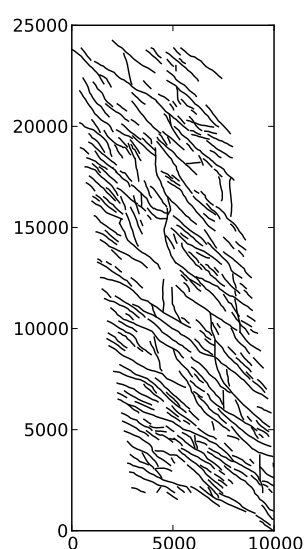


FIG. 3.14: Réseau de failles sismiques du gisement Mu

Analyse des longueurs

La figure 3.15 montre deux interprétations de l'analyse des failles sub-sismiques. La partie linéaire de la loi puissance est difficile à estimer à cause du manque de failles et des effets de troncature importants. Le domaine d'échantillonnage latéral est faible par rapport à la longueur des plus grandes failles. Pour cet exemple, il est difficile de caractériser précisément le nombre de failles à générer, ainsi que l'exposant de la loi puissance. Le nombre de failles sub-sismiques à générer varie d'environ 30%. Ces deux solutions sont statistiquement valides. Le choix d'une solution dépendra de l'expérience du géologue et des résultats des simulations d'écoulement.

Analyse de la dimension fractale

La figure 3.16 illustre l'estimation de D_2 à l'aide de la fonction de corrélation à deux points (a), du box-counting sur les centres (b) et du box-counting sur les failles (c). La pente locale des courbes facilite l'estimation des parties linéaires. La fonction de corrélation à deux point (figure 3.16a) semble indiquer une dimension de corrélation

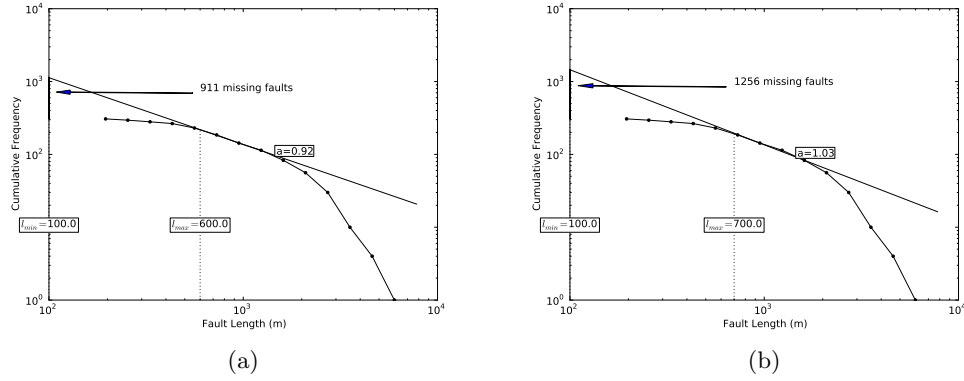


FIG. 3.15: Deux interprétations de la loi de longueur pour le réseau de la figure 3.14

égale à 1.8. Le box-counting sur les centres donne une dimension égale à environ 1.65. La dispersion des valeurs de pente locale montre cependant que ce résultat n'est pas significatif (figure 3.16b). Enfin, la dimension de corrélation sur l'ensemble des failles donne une valeur égale à 1.8 (figure 3.16c).

En théorie, les dimensions de corrélation obtenues avec le box-counting et la fonction de corrélation à deux points sont censées être identiques. L'exemple montre bien que la pratique ne permet pas de confirmer ce résultat. Ces différences peuvent s'expliquer par le manque de données, les biais liés à la méthode du box-counting et les effets de troncature. Une autre hypothèse serait que le réseau n'est pas fractal. Cette hypothèse pourrait être confirmée par le fait que les parties linéaires des différentes courbes ne sont valides que pour des gammes d'échelle réduites. Nous choisissons cependant d'effectuer une modélisation à l'aide d'une dimension de corrélation égale à 1.8. La carte de densité basse résolution est calculée pour une taille de maille r_{min} égale à 1500m.

Modélisation

L'analyse des failles sismiques ayant permis de formuler deux hypothèses sur la loi de longueur, nous générons deux modèles à l'aide des paramètres regroupés dans le tableau suivant :

Modèle	r_{min}	D_f	$N_{failles}$	l_{min}	l_{max}	a	Figure
1	1500.0	1.8	1256	100.0	700.0	1.03	3.17
2	1500.0	1.8	911	100.0	600.0	0.96	3.18

Les deux modèles générés permettent de prolonger la fonction de corrélation à deux points à des échelles d'observation plus faibles. Malgré la différence en nombre de failles, les deux modèles sont similaires et cohérents. Ce résultat montre que les deux modèles sont valides malgré leurs différences. En revanche, les propriétés hydrodynamiques des deux modèles seront différentes en raison du nombre de failles supplémentaires.

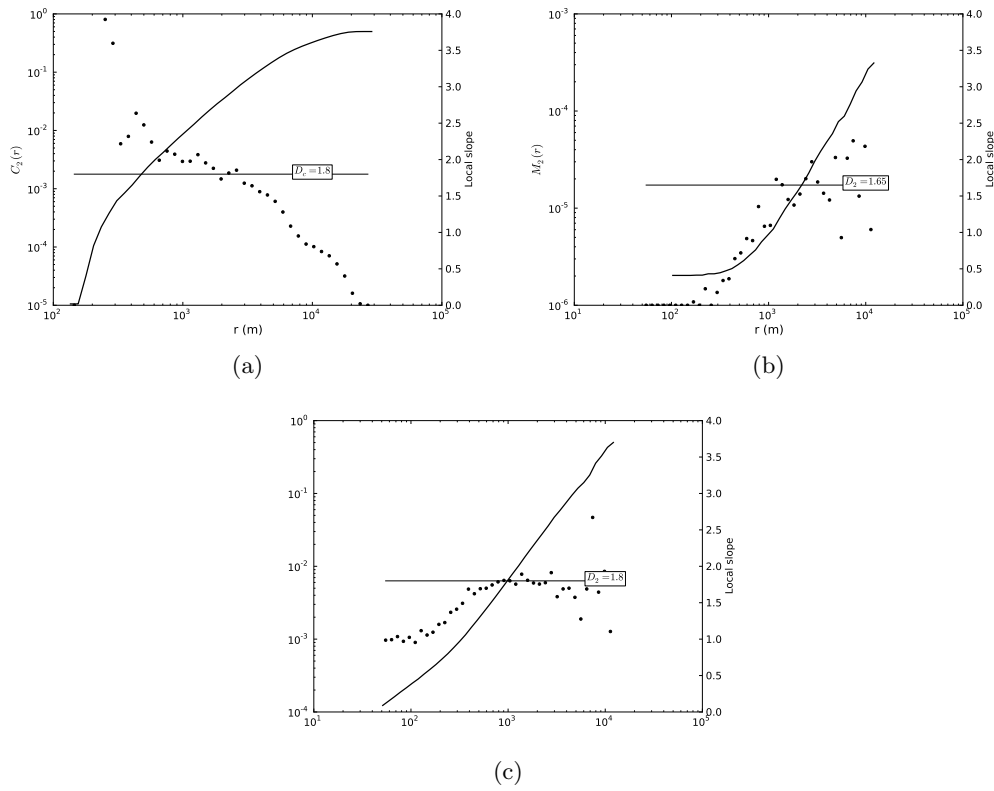


FIG. 3.16: Analyse de la corrélation spatiale du réseau présenté sur la figure 3.14. On utilise respectivement a) la fonction de corrélation à deux points, b) la méthode du box-counting appliquée aux centres de failles, c) la méthode du box-counting appliquée aux failles. Les courbes pleines représentent les fonctions calculées. Les points représentent les valeurs des pentes locales.

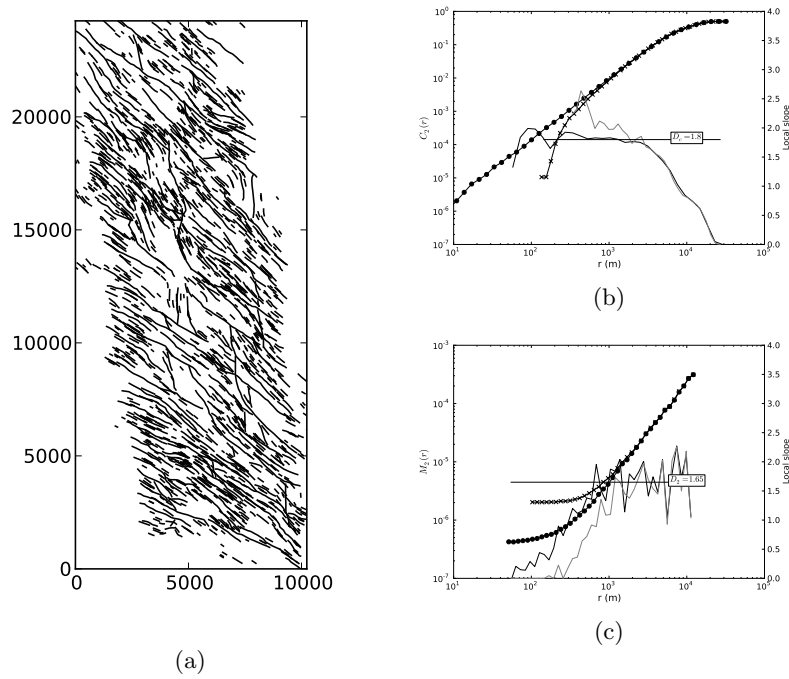


FIG. 3.17: Résultats obtenus pour le modèle 1. (a) Réseau de failles sismiques et sub-sismiques (b) Fonction de corrélation à deux points (c) Moment d'ordre 2. Marqueurs ronds : fonction calculée sur le réseau de failles sismiques, marqueurs croix : fonction calculée sur l'ensemble des failles sismiques et des failles sub-sismiques, courbe noire : pente locale pour les failles sismiques, courbe grise : pente locale pour les failles sismiques et sub-sismiques

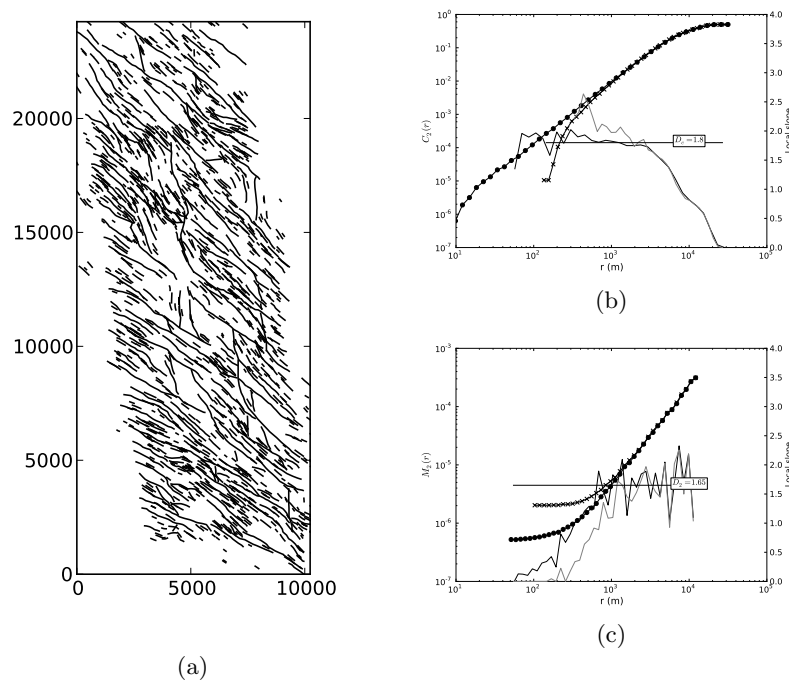


FIG. 3.18: Résultats obtenus pour le modèle 2. (a) Réseau de failles sismiques et sub-sismiques (b) Fonction de corrélation à deux points (c) Moment d'ordre 2. Marqueurs ronds : fonction calculée sur le réseau de failles sismiques, marqueurs croix : fonction calculée sur les failles sismiques+sub-sismiques, courbe noire : pente locale pour les failles sismiques, courbe grise : pente locale pour les failles sismiques et sub-sismiques

3.6.2 Exemple 2 - Gisement Tbf

Dans cet exemple, nous présentons le cas d'un gisement contenant très peu de failles sismiques (Figure 3.19). Il est donc impossible de déduire une loi de longueurs ou une dimension de corrélation. En pratique, un tel gisement ne contient pas nécessairement de failles sub-sismiques. Nous proposons cependant d'utiliser cet exemple pour illustrer l'utilisation de notre méthodologie lorsque peu de données sont disponibles.

La dimension de corrélation doit être intuitée. Nous choisissons de générer un réseau

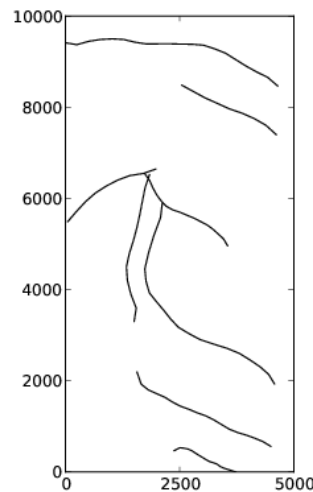


FIG. 3.19: Réseau de failles sismiques du gisement Tbf

fortement clusterisé avec $D_c = 1.4$. 2500 failles sont générées entre 10 et 1200 m, avec un exposant de loi puissance a égal à 2.5. Une première réalisation est générée. La taille de maille utilisée pour calculer la résolution initiale est fixée à 800m. La carte de densité initiale est calculée avec une résolution initiale de 800m sur l'ensemble des failles. De cette manière les failles sub-sismiques sont générées tout le long des failles principales. La fonction de corrélation à deux points de la réalisation est calculée (figure 3.20a). L'observation de la pente locale montre que la dimension est trop élevée pour les rayons supérieurs à 300m. En d'autres termes, les effets de clustering ne sont pas assez prononcés pour les grandes échelles d'observation. On réduit donc r_{min} à 600m. On obtient le réseau de failles de la figure 3.20d. La pente de la fonction de corrélation est alors beaucoup plus proche de la dimension imposée (3.20c). Cet exemple montre que sans données d'entrée, la résolution initiale r_{min} doit être déterminée par essai erreur.

Les failles sont ensuite générées en 3D, avec un pendage de 80° . La position verticale des failles est déterminée aléatoirement, et l'extension verticale dépend de la longueur du linéament 2D (Figure 3.21).

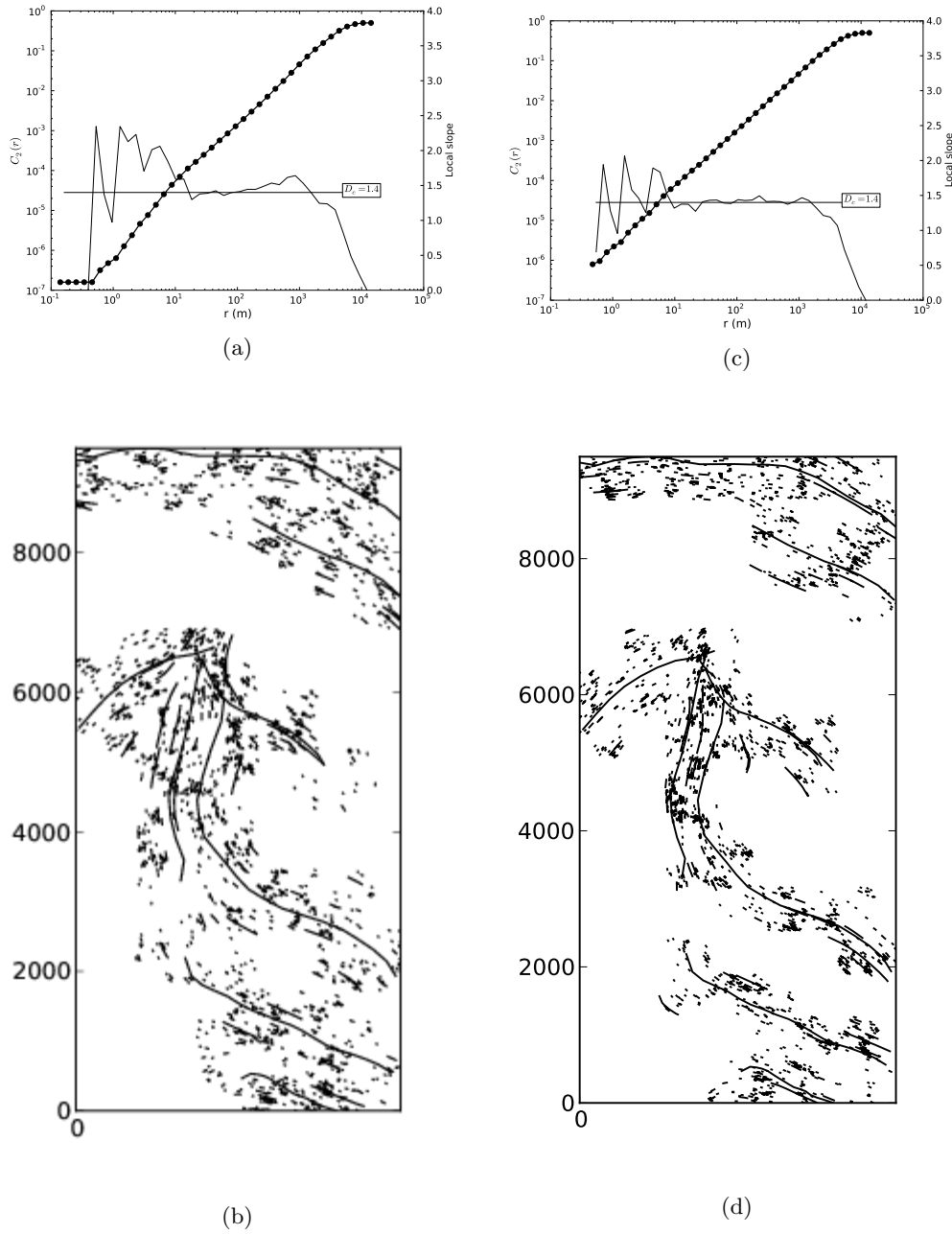


FIG. 3.20: Influence de la résolution initiale sur la dimension de corrélation des réalisations. (a) Fonction de corrélation pour une dimension fractale égale à 1.4 et une résolution initiale égale à 800 m. (b) Réalisation correspondante (c) Fonction de corrélation pour une dimension fractale égale à 1.4 et une résolution initiale égale à 600 m. (d) Réalisation correspondante

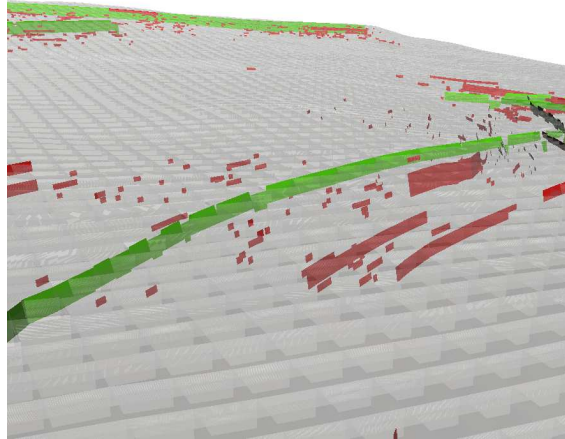


FIG. 3.21: Génération des failles en 3D. L'extension verticale est fonction de la longueur des linéaments. Les failles sismiques sont en vert, les sub-sismiques en rouge.

3.7 Limites et perspectives

La méthode que nous proposons a pour but de permettre une modélisation rigoureuse des failles sub-sismiques (intégration des données statiques) tout en offrant une compatibilité avec la méthode des déformations graduelles pour effectuer l'history matching (intégration des données dynamiques). Notre méthode présente donc de nombreuses avancées par rapport au modèle développé par Jenni [2005] qui ne permettait pas l'intégration des données statiques. Cependant, notre méthode possède certaines limites et points améliorables, que nous discutons dans la présente partie.

3.7.1 Manque de données

Notre méthodologie propose d'utiliser le réseau de failles sismiques pour contraindre les failles sub-sismiques. Dans les exemples précédents, nous avons montré qu'il était parfois difficile de déterminer la loi des longueurs et la dimension fractale. Une des limitations de notre méthode est l'augmentation du niveau d'incertitude lorsque le réseau de failles sismiques est mal caractérisé. On doit parfois intuiter les paramètres du modèle. Cependant, cette limitation s'applique aussi aux autres méthodes fractales détaillées précédemment.

3.7.2 Calcul des orientations

L'orientation moyenne des failles sub-sismiques est obtenue par moyenne mobile des orientations de failles sismiques. Cette approximation ne prend pas en compte la redistribution des contraintes autour des failles sismiques. Cette redistribution entraîne l'apparition de failles conjuguées dont l'orientation diffère de la moyenne des failles sismiques. Une méthode plus rigoureuse serait d'utiliser l'état de contrainte issu d'un calcul géomécanique. La relation entre l'angle de fracturation et la contrainte serait donnée par l'angle de friction de la roche [Maerten et al., 2006].

3.7.3 Divisions dans les cascades multiplicatives

Le calcul de la densité multifractale utilise une cascade multiplicative dite binomiale. Des subdivisions de chaque cellule sont effectuées à chaque itération. Ces subdivisions font

apparaître des caractéristiques rectangulaires, qui ne sont pas appropriées à la description de processus naturels. Nous avons essayé de lisser les réalisations en utilisant des interpolations au cours des divisions [Verscheure, 2009]. L'idée a été abandonnée car ce lissage entraîne une erreur sur la dimension de corrélation des points générés.

Une alternative intéressante qui n'a pu être étudiée au cours de cette thèse est l'utilisation de cascades infiniment divisibles [Chainais, 2007]. Elles permettent de générer des réalisations multifractales continues, en utilisant un processus stochastique. Koenig and Chainais [2009] ont montré que ces méthodes peuvent être utilisées pour augmenter la résolution d'images du Soleil, tout en respectant les propriétés multifractales de l'image initiale. Cette méthode est donc parfaitement adaptée à notre méthodologie de modélisation, et permettrait de s'affranchir des inconvénients liés aux cascades binomiales.

3.7.4 Modélisation 2.5D

La modélisation 2.5D permet d'étendre facilement des propriétés 2D en 3D. Elle se justifie car les gisements pétroliers ont généralement des structures à ratio longueur/épaisseur très élevé. Les corrélations spatiales du plan sont généralement prépondérantes dans le plan. Cependant, la projection de linéaments d'un horizon géologique à un autre peut poser des problèmes, notamment dans le cas de fort pendage des horizons géologiques. Des failles ayant des géométries aberrantes peuvent alors être générées. De plus, ce type de modélisation ne permet pas de prendre en compte les fractures qui traversent partiellement les horizons géologiques.

3.7.5 Perspectives

Les améliorations immédiates que l'on pourrait apporter au modèle proposé afin de réduire certaines de ces limitations seraient les suivantes :

1. Analyse 3D des failles sub-sismiques. Utilisation de lois puissance pour caractériser les longueurs, hauteurs et rejets de failles. Analyse des corrélations spatiales en 3D. Les dimensions de corrélation sont alors comprises entre 2 et 3.
2. Calcul de cascades multiplicatives 3D à l'aide de la méthode des cascades infiniment divisibles.
3. Génération des failles en 3D : tirage de centres en 3D, puis construction de la géométrie des failles suivant une loi de longueur, d'extension verticale, pendage et d'azimut.

Chapitre 4

Simulation d'écoulement

4.1 Introduction

Au chapitre précédent a été présentée une méthodologie permettant de générer des réalisations de réseaux de failles modélisées à l'aide d'objets. Ce modèle géologique est ensuite utilisé pour simuler les écoulements ayant lieu au sein des roches réservoir. Cependant, en raison de la complexité du problème, la résolution des équations d'écoulements ne peut être faite que de manière numérique, sur des maillages au nombre de mailles limité. Les schémas utilisés, généralement de type volumes finis, nécessitent des outils informatiques puissants qui ne sont pas suffisants pour effectuer les simulations directement sur le modèle objet.

Le modèle objet doit donc être converti en un modèle dégradé encore appelé grille réservoir. La taille d'une maille réservoir est de l'ordre de la centaine de mètres dans le plan horizontal alors que les données de densité de fracturation sont de l'ordre de la dizaine de mètres. Que ce soit les failles ou la fracturation diffuse il est nécessaire d'effectuer cette étape d'homogénéisation (ou upscaling dans le vocabulaire pétrolier) à l'échelle de la maille réservoir. Cette étape peut être faite de manière analytique ou numérique.

L'objectif de ce chapitre est donc d'étudier les différentes méthodes permettant d'effectuer cette conversion. Dans la première partie seront détaillées les différentes équations permettant de décrire les écoulements dans le milieu fracturé ainsi que les méthodes permettant de discrétiser et résoudre ces équations. Le but de ce chapitre n'étant pas de décrire le fonctionnement d'un simulateur de réservoir, les détails relatifs aux schémas numériques ne seront pas abordés. Puis dans une seconde partie seront détaillées les méthodes permettant de calculer les propriétés équivalentes au modèle discret.

4.2 Modélisation des écoulements dans les milieux fracturés

Les équations utilisées pour modéliser l'écoulement en milieu fracturé sont similaires à celles utilisées pour les milieux poreux. Cependant, la modélisation des écoulements dans un milieu fracturé à l'aide d'une équation unique requiert le maillage précis de chaque fracture et de la matrice environnante. En pratique, les géométries générées par de telles méthodes sont tellement complexe que l'équation d'écoulement ne peut être résolue à l'échelle du gisement. L'approche la plus utilisée est donc celle de la double porosité, initialement développée par Warren and Root [1963] et Barrenblatt et al. [1960] (Figure

4.1). Dans cette approche, le modèle de gisement est constitué de deux milieux, la matrice et la fracture. Chaque milieu possède ses propres valeurs de perméabilité et de porosité. En règle générale, le milieu fracturé est très perméable mais de volume faible par rapport à la matrice (il contient peu d'hydrocarbures). La matrice possède quant à elle un volume de stockage important mais est peu perméable. Lorsque l'écoulement entre les mailles matrice est négligé, le modèle est dit double-porosité simple-perméabilité. Le fluide ne circule pas dans la matrice mais cette dernière alimente le milieu fracturé en hydrocarbures. Le transport vers les puits est assuré par la le milieu fracturé qui est fortement perméable. Lorsque la matrice est suffisamment perméable, l'écoulement entre mailles matricielles est pris en compte et le modèle est à double perméabilité. Nous présenterons d'abord les équations d'écoulements dans chacun des milieux, puis celles permettant de décrire les échanges entre le milieu matriciel et fracturé.

4.2.1 Equations des écoulements dans les milieux matrices et fractures

Conservation de la masse dans le milieu fracturé

Dans le cas d'un modèle black-oil, l'équation de conservation de la masse dans le réseau de fractures f est la suivante, pour chacune des phases p :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi^f \rho_p S_p)^f + \text{div}(\rho_p \vec{u}_p)^f + (\rho_p Q_p)^f - F_p^{mf} = 0 \quad (4.1)$$

A part le terme de transfert matrice/fracture F_p^{mf} , cette équation est la même que celle utilisée dans les simulateurs simple porosité.

Conservation de la masse dans le milieu matriciel

L'équation de conservation dans le milieu matriciel dans le cas d'un modèle simple perméabilité est la suivante :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi^m \rho_p S_p)^m + (\rho_p Q_p)^m - F_p^{mf} = 0 \quad (4.2)$$

Dans le cas d'un modèle double perméabilité :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi^m \rho_p S_p)^m + \text{div}(\rho_p \vec{u}_p)^m + (\rho_p Q_p)^m - F_p^{mf} = 0 \quad (4.3)$$

f et m représentent respectivement les milieux fissuré et matriciel

ϕ^m et ϕ^p sont les porosités matrice et fissure

ρ_p est la densité de la phase p

Q_p le débit volumique d'injection/production de la phase p (négatif en injection et positif en production)

S_p est la saturation de la phase p

\vec{u}_p est la vitesse de déplacement de la phase p

Vitesse de Darcy

La vitesse de déplacement de la phase p dans le milieu poreux i est donnée par la loi de Darcy :

$$\vec{u}_p^i = -K^i \frac{k_{rp}}{\mu_p} \vec{\nabla}(P_p - \rho_p g Z) \quad (4.4)$$

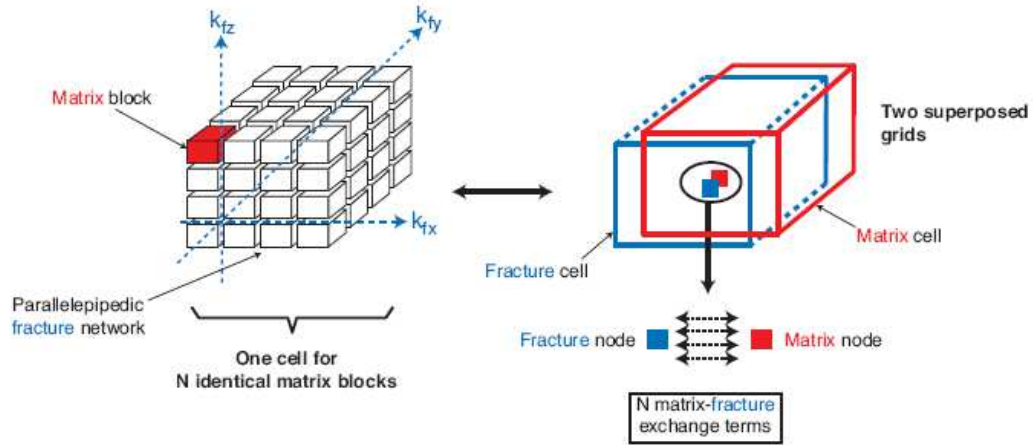


FIG. 4.1: Représentation simplifiée de la double porosité (d'après Lemonnier and Bourbiaux [2010])

avec K le tenseur de perméabilité intrinsèque du milieu, k_{rp} la perméabilité relative de la phase p , μ_p sa viscosité, P_p sa pression et $\rho g Z$ le terme gravitaire. Pour réduire la complexité des schémas de discrétisation, on se ramène à un tenseur diagonalisé, permettant de définir la perméabilité dans les 3 directions principales de l'écoulement.

4.2.2 Modélisation des échanges matrice-fissure

Une des difficultés rencontrées lors de la modélisation des écoulements en milieu fracturé est le calcul du terme d'échange matrice-fracture F_p^{mf} . Dans cette partie seront passées en revue plusieurs méthodes permettant d'effectuer ce calcul.

Représentation simplifiée du milieu fracturé

Warren and Root [1963] proposent une représentation géométrique simplifiée du milieu fracturé afin de faciliter la modélisation des échanges matrice fracture. Elle est encore employée à ce jour et permet de dériver de nombreuses formulations d'échanges matrice-fissure. Cette représentation est constituée d'un réseau de blocs matriciels, de taille identique et séparés par un espace représentant le milieu fracturé. La figure 4.1 illustre cette représentation ainsi que la superposition d'une maille matrice et fracture avec leur terme d'échange.

Modélisation à l'aide d'un facteur de forme

Warren and Root [1963] proposent de modéliser l'échange matrice fracture en considérant un écoulement monophasique quasi-stationnaire s'exprimant sous la forme :

$$F_p^{mf} = \sigma K^m \frac{\rho}{\mu} (P^m - P^f) \quad (4.5)$$

où P^m et P^f sont les pressions dans les mailles matrice et fracture, K^m est la perméabilité matrice, ρ la densité et μ la viscosité. σ désigne le facteur de forme qui contrôle l'échange matrice/fracture. Celui-ci est supposé constant et ne dépend que de la géométrie et des dimensions des blocs matriciels. Plusieurs auteurs ont proposé leur formulation du facteur de forme. Warren and Root [1963] proposent une formulation basée sur une solution

analytique de l'équation de diffusion de la pression :

$$\sigma = \frac{4N(N+2)}{a^2} \quad (4.6)$$

où N est le nombre de blocs matriciels de dimension a .

Kazemi et al. [1976] propose une formulation prenant en compte une perméabilité matricielle isotrope :

$$\alpha = 4\left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2}\right) \quad (4.7)$$

où l_x , l_y et l_z sont les dimensions des blocs dans les 3 directions principales.

Le problème du facteur de forme est qu'il est dérivé d'un écoulement pseudo-permanent. Certains auteurs ont présenté des corrections permettant de prendre en compte les écoulements non permanents [Lim and Aziz, 1995, Bourbiaux et al., 1999]. De plus, sa formulation est dérivée d'un écoulement monophasique et il est difficile d'obtenir une approximation prenant en compte les écoulements polyphasiques. Enfin, comme le montre l'équation 4.5, le facteur de forme homogénéise les écoulements dans toutes les directions. Les écoulements gravitaires ne sont donc pas dissociés des écoulements horizontaux, et l'anisotropie des perméabilités matricielles n'est pas prise en compte.

Modélisation avec prise en compte de l'écoulement dans différentes directions

Pour palier aux inconvénients liés à l'utilisation du facteur de forme, il est possible de décrire individuellement les écoulements dans chaque direction des blocs matriciels. Si chaque maille de dimensions D_x , D_y , D_z contient N blocs matriciels de dimension l_x , l_y et l_z , alors $N = D_x D_y D_z / (l_x l_y l_z)$. Le flux F_p^{mf} d'une phase entre un bloc matriciel et les fractures l'entourant s'exprime comme la somme des flux f^{mf} à travers chacune des six faces j du bloc :

$$F_p^{mf} = \frac{1}{abc} f^{mf} = \frac{1}{abc} \sum_{j=1}^6 f_j \quad (4.8)$$

Le flux f_{jp} d'une phase p au travers d'une face j se calcule en appliquant la loi de Darcy entre le centre du bloc matriciel et chacune des six faces :

$$f_{jp} = \frac{A_j}{l_j/2} \frac{K_j^m}{\mu} (\Phi_j^f - \Phi^m) \quad (4.9)$$

où A_j est l'aire de la section de passage, l_j la longueur du bloc dans la direction perpendiculaire à la face, Φ_j^f et Φ^m les potentiels de phase dans les milieux fracture et matrice, K_j^m la perméabilité intrinsèque de la matrice.

Ce modèle proposé par Sabathier et al. [1998] permet de prendre en compte les effets gravitaires grâce au calcul des flux sur les faces haut et bas des blocs matrice. De plus, contrairement au facteur de forme qui moyenne toutes les tailles de blocs, cette formulation permet de prendre en compte l'anisotropie des tailles de blocs matriciels. Nous utiliserons donc cette méthode qui est adaptée à la simulation sur un modèle 3D.

4.2.3 Discrétisation des équations

La complexité du réservoir ne permet pas de résoudre les équations d'écoulement de manière analytique. La résolution du système d'équations aux dérivées partielles constitué de la conservation de la masse, de la vitesse de Darcy, et de l'échange matrice fracture est

donc faite de manière numérique.

La discrétisation en temps est faite à l'aide d'un schéma numérique implicite. En effet, les déplacements de fluides peuvent être rapides en raison des forts contrastes de perméabilité présents dans les réservoirs fracturés. Dans une telle configuration, les schémas explicites ou semi-explicites sont peu efficaces car les pas de temps sont trop courts pour que les calculs soient effectués en des temps raisonnables. La discrétisation en temps n'est pas abordée dans cette partie. En revanche, le lecteur intéressé pourra se référer à des ouvrages généralistes sur la simulation d'écoulements comme ceux de Peaceman [1977], Aziz and Settari [1979].

La discrétisation en espace utilise un maillage construit de manière à ce que les mailles représentent au mieux les différents objets géologiques. Ces mailles peuvent être constituées de pavés réguliers (maillage cartésien), de pavés irréguliers (maillage CPG) ou de mailles de forme quelconque (maillage déstructuré). La discrétisation d'un réseau fracturé peut se faire en maillant partiellement ou totalement la géométrie des fractures, ou en ne calculant que les propriétés équivalentes à leur présence.

CPG : Les grilles CPG (Corner Point Geometry) sont les plus utilisées pour mailler le modèle d'écoulement. Une grille CPG est composée de $NX \times NY \times NZ$ mailles parallélépipédique. La seule condition à respecter est d'aligner les sommets d'une même colonne sur une droite. Ce type de grille permet de représenter des structures complexes, comme les décrochements des grandes failles ou la disparition de certains horizons (en utilisant des mailles d'épaisseur nulle).

Discrétisation par maillage individuel des fractures

La géométrie des failles peut être prise en compte en les maillant individuellement ou en procédant à des raffinements à leurs alentours. L'avantage de ce type de méthode est d'obtenir une modélisation précise des écoulements aux alentours des fractures. L'inconvénient est l'augmentation du nombre de mailles qui alourdit les temps de calcul.

Intégration au maillage CPG Dans le cas des maillages CPG, les grandes failles structurales sont approchées au mieux par les mailles de la grille utilisée. Le rejet est pris en compte et décale la grille de part et d'autre de la faille (Figure 4.2). Lorsque la faille n'est pas orientée selon la direction principale du maillage, celle-ci est discrétisée dans le plan horizontal par des marches d'escalier. Une telle discrétisation ne permet cependant pas de prendre en compte les écoulements à l'intérieur de la faille.

Pour remédier à ce problème Henn et al. [2004], Tunc et al. [2010] proposent de prendre en compte ces écoulements avec un modèle de dimension inférieure à celle de la grille CPG. La surface de la faille est représentée par des mailles matricielles servant à connecter les deux murs de la faille. Le modèle obtenu est de type triple milieu car l'écoulement dans les grandes failles est dissocié de celui des milieux matriciels et fracturés. Cette méthode est appropriée à la modélisation des grandes failles structurales mais est difficile à mettre en oeuvre pour mailler individuellement un grand nombre de failles sub-sismiques.

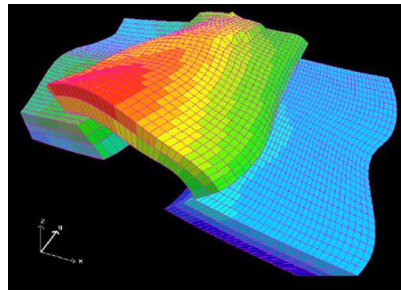


FIG. 4.2: Discrétisation de failles majeures à l'aide d'un maillage CPG (d'après Lemonnier [2010])

Représentation par des mailles réservoir Les grilles CPG ne permettent pas toujours de suivre précisément la géométrie des failles, surtout lorsque celles-ci sont obliques et s'intersectent. La méthode des sous maillages permet alors de prendre en compte les grandes failles conductrices. Le maillage est raffiné une ou plusieurs fois pour approcher au mieux la géométrie de la faille (Figure 4.3). Le problème de cette dernière méthode est la difficulté de gérer le schéma numérique au niveau des zones de raffinement.

Les maillages déstructurés de type Voronoï ou PEBI (Perpendicular Bisection Method) permettent de décrire de manière plus précise les géométries complexes. La construction d'un tel maillage débute par une triangulation de Delaunay. Puis les volumes de contrôle de Voronoï sont construits en traçant les médiatrices de chaque triangle (Figure 4.4). L'avantage de ces maillages est que le calcul des flux d'un volume à un autre est facilité car l'interface est perpendiculaire à la direction de flux.

Maillage complet du réseau fracturé Enfin, la méthode la plus précise est la discrétisation de l'ensemble du réseau fracturé. Cette méthode proposée par Bourbiaux et al. [1997] permet de simuler les écoulements à l'échelle des fractures. Le réseau est discrétisé en définissant des noeuds aux intersections et aux extrémités de chaque fracture. L'ensemble des noeuds représente le milieu fracturé. Puis un algorithme de traitement d'image est utilisé pour déterminer la géométrie des mailles matrice. Les transmissivités matrice-fracture sont calculées à partir des surfaces de contact entre les deux milieux. Le modèle final est un modèle double milieu qui représente l'ensemble du réseau fracturé. Ce type de modèle donne une représentation précise du milieu fracturé (Figure 4.5). Il est en revanche évident qu'une telle représentation est très lourde en termes de géométrie et de temps de calcul. Elle ne peut être utilisée à l'échelle du gisement mais donne de bons résultats pour la simulation des tests de puits.

Représentation des fractures par des propriétés équivalentes

La discrétisation par maillage de la géométrie fractures permet de modéliser précisément les écoulements au pourtour des fractures. Outre l'augmentation significative du nombre de mailles, ces méthodes présentent l'inconvénient d'être difficile à mettre en oeuvre. En effet, les algorithmes de maillage sont complexes et nécessitent généralement un contrôle de l'utilisateur. Dans certaines configurations, les maillages générés sont aberrants ce qui entraîne des erreurs sur le calcul des flux. L'objectif de cette thèse étant de mettre au point une méthode de calage automatisé, ce type de méthode n'est pas approprié.

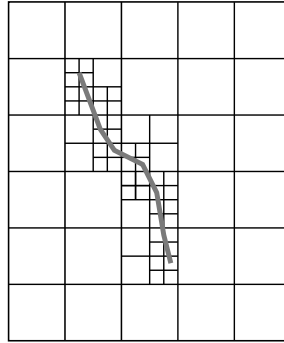


FIG. 4.3: Raffinements d'une grille cartésienne au pourtour d'une grande faille conductrice

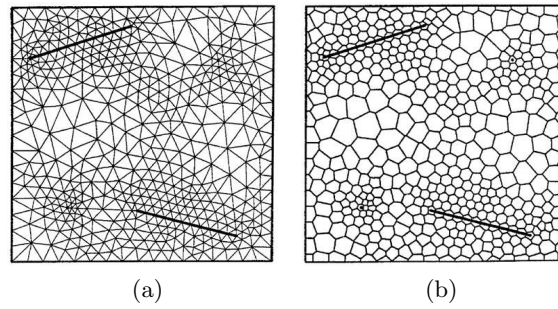


FIG. 4.4: Triangulation de Delaunay et construction d'un maillage de Voronoï (d'après Lemonnier [2010])

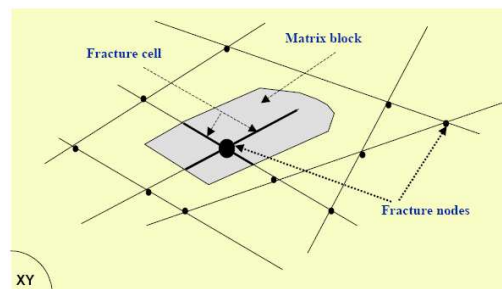


FIG. 4.5: Discrétisation à l'échelle du réseau fracturé. Calcul des blocs matriciels et des noeuds fracture-fracture (d'après Bourbiaux et al. [2002])

Notre choix s'est donc porté sur des méthodes de prise en compte implicite de la fracturation. Ce type de méthode permet de prendre en compte les effets de la fracturation sans avoir à mailler leur géométrie. La grille de simulation utilisée est celle obtenue à partir du modèle structural. Un modèle spécifique est utilisé afin de prendre en compte l'écoulement dans les fractures à grande échelle. La littérature propose plusieurs méthodes.

Lee et al. [2000] proposent de modéliser les failles en utilisant un modèle de puits. Un terme d'échange similaire à l'indice de productivité d'un puits est calculé pour prendre en compte l'échange entre le modèle de faille et les mailles environnantes. Le problème de cette méthode est qu'elle ne prend en compte ni le volume de la faille ni la distribution des fluides dans le milieu fissuré. De plus, les effets gravitaires sont négligés.

Une méthode plus simple à mettre en oeuvre est d'utiliser une représentation double milieu en incluant les failles dans le milieu fracturé. Il existe alors deux manières de traiter le problème, en fonction de la configuration du réservoir :

1. Lorsque le réseau de fractures diffuses est dense (donc bien connecté), un écoulement de type double porosité simple perméabilité est considéré : la matrice alimente le milieu fracturé qui assure le transport jusqu'aux puits. Les failles sont alors considérées comme des grandes fractures dont la conductivité est supérieure aux fractures diffuses.
2. Lorsque les fractures diffuses sont peu connectées, un modèle de double perméabilité est utilisé. Les effets de la fracturation diffuse sont homogénéisés avec la perméabilité de la matrice, et le milieu fissuré est utilisé pour modéliser les failles.

Cette méthode n'est pas nécessairement la plus rigoureuse car dans le cas de l'approche 1, elle ne permet pas de dissocier la fracturation diffuse des failles. De plus, cette méthode ne permet pas de prendre en compte les failles étanches. En revanche, elle est simple à mettre en oeuvre car elle ne nécessite pas de pré-processing coûteux. Dans la partie suivante, nous présentons les méthodes permettant de calculer les paramètres équivalents pour le milieu fracturé.

4.3 Calcul des propriétés équivalentes dans un milieu fracturé

Un modèle de simulation double milieux, classiquement utilisé en milieu fracturé comporte la juxtaposition et l'interaction d'un milieu matriciel et d'un milieu fracturé. Ces milieux sont représentés par deux grilles ayant chacune leur perméabilité et leur porosité. Le flux entre les deux grilles est contrôlé en chaque maille par le terme d'échange matrice-fissure qui est dépendant de la taille de bloc.

Le calcul d'un milieu poreux équivalent à un milieu poreux hétérogène est un problème complexe. Le fait que celui-ci soit fracturé complexifie encore le problème. En effet, la présence de fractures rend ce milieu anisotrope. Il est donc important de caractériser correctement le tenseur de perméabilité.

De plus, une fracture peut posséder des zones dans lesquelles l'écoulement est régi par les équations de Navier-Stokes. Ce type d'équations n'étant pas pris en compte dans les simulateurs d'écoulements, les fractures doivent être remplacées par un milieu poreux ayant les mêmes propriétés hydrodynamiques. Dans cette partie seront donc présentées plusieurs méthodes permettant de calculer les perméabilités, porosités et tailles de bloc

équivalentes à la présence d'un réseau de fractures. Le calcul des propriétés équivalentes (upscaling) peut être mis en oeuvre à l'aide de méthodes numériques ou analytiques.

4.3.1 Upscaling numérique

Les méthodes d'upscaling numérique proposent de calculer les propriétés équivalentes du milieu fracturé à l'aide de simulations de l'écoulement dans le réseau discret. Bourbiaux et al. [1998] proposent de discrétiser le réseau fracturé à l'échelle des fractures à l'aide de la méthode de traitement d'image précédemment citée. Cette discrétisation est effectuée indépendamment dans chaque maille de la grille réservoir. Une simulation d'écoulement monophasique incompressible est ensuite effectuée en appliquant un gradient de pression entre les faces des mailles. La perméabilité équivalente K_x^f du milieu fracturé dans la direction x est donnée par :

$$k_x^f = \frac{\mu v_x L_x}{\Delta P} \quad (4.10)$$

où ΔP est le gradient de pression imposée, μ la viscosité, v_x la vitesse de déplacement du fluide et L_x la longueur dans la direction x .

La méthode d'upscaling numérique a l'avantage d'être physiquement juste puisque le réseau est finement discrétisé. Elle est particulièrement appropriée à la détermination des perméabilités équivalentes de réseaux de fractures peu connectés. De plus, les calculs étant effectués maille par maille, il n'y a pas de problèmes de limitation mémoire. En revanche, les temps de calculs d'une telle méthode sont élevés car il est nécessaire d'effectuer ce calcul dans chaque maille du modèle réservoir. Sachant qu'au cours de l'history matching, l'upscaling est effectué à chaque modification du modèle géologique, nous lui préférons donc une méthode d'upscaling analytique.

4.3.2 Upscaling analytique avec la méthode d'Oda

L'upscaling analytique propose de calculer les perméabilités équivalentes à partir de calculs statistiques sur les propriétés géométriques des fractures. Ces propriétés peuvent être calculées sur la géométrie du DFN ou provenir directement de lois statistiques de fracturation (lois d'orientation, densité, etc...). Ce type de méthode a pour avantage d'être simple à mettre en oeuvre et d'être rapide en temps de calcul. Nous utilisons la méthode proposée par Oda [1985] et implémentée par Delorme [2005] dans des codes de calcul utilisés à IFP Energies nouvelles. La méthode est valable si le réseau fracturé présente les propriétés suivantes :

1. Les fractures sont représentées par des parallélépipèdes dont l'une des dimensions est très inférieure aux autres.
2. Les fractures sont décrites par leur position, longueur, hauteur, ouverture et orientation. Les distributions de ces lois doivent être indépendantes les unes des autres.
3. Chaque fracture est indépendante des autres en termes de caractéristiques géométriques et d'écoulement dans la fissure.
4. Chaque fracture traverse entièrement le volume représentatif.

Pour des failles, l'hypothèse 1 est valide car les failles sont représentées par des plans auxquels sont attribués une faible ouverture. L'hypothèse 2 ne concerne que les cas où les perméabilités sont calculées à partir des lois statistiques sur les propriétés du réseau. Pour l'application aux failles, les calculs sont faits fracture par fracture sur le modèle objet. L'hypothèse 3 est valide car les failles sont peu nombreuses et ont peu de chances

de s'intersecter. Il est donc raisonnable d'affirmer que les écoulements sont indépendants dans chacune des fractures. L'hypothèse 4 est vérifiée car le volume représentatif défini par la maille de simulation est inférieur à celle des failles (en d'autres mots, les failles traversent entièrement les mailles de simulation). La méthode d'Oda est donc en particulier appropriée pour des configurations dans lesquelles la dimension de la maille est inférieure aux longueurs des fractures. Quant à l'erreur commise pour les extrémités de failles (qui ne traversent pas le volume représentatif) elle est considérée comme négligeable (cependant, ce problème se pose avec toutes les méthodes d'upscaling).

Écoulement dans une fracture unique

La méthode d'Oda suppose que l'écoulement dans une fracture unique se fait entre deux plans infinis parallèles. La vitesse de déplacement du fluide dans la fracture est alors donnée par la loi de Poiseuille :

$$\vec{u}_f = -\frac{\lambda}{\mu} e^2 \times \vec{\nabla}_f P \quad (4.11)$$

où e est l'épaisseur de la fracture, μ la viscosité et $\vec{\nabla}_f P$ le gradient de pression local à la fracture. λ est un terme correctif compris entre 0 et $\frac{1}{12}$ permettant de prendre en compte la connectivité du réseau. Dans le cas des réseaux de failles, les fractures traversent entièrement le volume représentatif. Le terme correctif est donc égal à sa valeur maximale. Afin de calculer une perméabilité équivalente, un gradient de pression linéaire est imposé dans le repère de la fracture f . Après quelques transformations géométriques, l'équation 4.11 peut être exprimée dans le repère global [Delorme, 2005]. L'écoulement devient alors :

$$\vec{u}_f = -\frac{\lambda}{\mu} e^2 (\vec{\nabla} P - (\vec{\nabla} P \times \vec{n}_f) \times \vec{n}_f) \quad (4.12)$$

\vec{n}_f est le vecteur normal à la fracture et $\vec{\nabla} P$ le gradient de pression dans le repère global. Sous forme tensorielle, cette dernière équation donne :

$$\vec{u}_f = -\frac{\lambda}{\mu} e^2 \overline{\overline{N}}_f \times \vec{\nabla} P \quad (4.13)$$

avec

$$\overline{\overline{N}}_f = \begin{pmatrix} 1 - n_1^2 & -n_1 n_2 & -n_1 n_3 \\ -n_1 n_2 & 1 - n_2^2 & -n_2 n_3 \\ -n_1 n_3 & -n_2 n_3 & 1 - n_3^2 \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

où n_1 , n_2 et n_3 sont les composantes du vecteur normal à la fracture f .

Écoulement dans une famille de fractures

L'hypothèse 3 stipule que les écoulements se font indépendamment dans chacune des fractures. La vitesse apparente dans un volume représentatif V est donc donnée par l'intégrale des vitesses sur le volume fracturé V_{frac} :

$$\langle \vec{U}_f \rangle = \frac{1}{V} \iiint_{V_{frac}} \vec{u}_f \cdot dxdydz \quad (4.15)$$

Pour un modèle objet, la formulation est la suivante :

$$\langle \vec{U}_f \rangle = -\frac{1}{\mu V} \sum_{f=1}^{N_f} \lambda \times e_f^2 \times V_f \times \overline{\overline{N}}_f \quad (4.16)$$

où e_f et V_f sont les ouvertures et volumes de chaque fracture individuelle. Le tenseur de perméabilité équivalente est donc :

$$\overline{\overline{K}}_f = \frac{1}{V} \sum_{f=1}^{N_f} \lambda \times e_f^2 \times V_f \times \overline{\overline{N}}_f \quad (4.17)$$

Le problème de la méthode d'Oda se pose lors de l'intersection de fractures ayant des conductivités hydrauliques différentes. Il est alors difficile de décrire l'écoulement à l'aide de formules analytiques. Cependant, les failles ont une faible probabilité d'intersection, et de plus, nous utilisons les mêmes conductivités pour toutes les failles.

4.3.3 Calcul des porosités équivalentes

Les porosités équivalentes sont obtenues en divisant le volume fracturé par le volume représentatif :

$$\langle \Phi_f \rangle = \frac{1}{V} \sum_{f=1}^{N_f} V_f \quad (4.18)$$

4.3.4 Calcul des tailles des blocs équivalents

Précédemment dans ce chapitre, il a été montré que le flux matrice-fissure peut être calculé en utilisant une représentation simplifiée du milieu fracturé. Le calcul des tailles de blocs équivalents a pour but de déterminer les caractéristiques d'un modèle de type boîte à sucres qui soit équivalent à la présence du réseau de fractures.

Méthode numérique

La dimension horizontale du bloc équivalent est calculée en 2D en utilisant la méthode de la courbe d'imbibition [Bourbiaux et al., 2002]. Cette méthode fonctionne sur la discrétisation à l'échelle des fractures utilisée dans l'upscaling numérique. Lorsqu'une maille est imbibée d'eau, l'interface eau-huile remonte. De ce fait, l'aire normalisée A égale à la surface de matrice saturée en eau par rapport à la surface totale de la maille est fonction de X , la distance du front d'imbibition par rapport aux limites de la maille. Pour un modèle de type boîte à sucre, Bourbiaux et al. [2002] ont montré que l'aire normalisée est donnée par :

$$A_{eq}(X) = \frac{2X}{a} + \frac{2X}{b} - \frac{(2X)^2}{ab} \quad (4.19)$$

où a et b sont les dimensions des blocs équivalents. Les valeurs de a et b sont obtenues en minimisant la fonction $(A_{eq}(X) - A(X))^2$.

Méthodes analytiques

Jenni [2005] calcule les tailles de blocs équivalents en comptant le nombre de failles N qui traversant chaque maille. La taille de bloc est calculée dans une direction x :

$$a = \frac{DX}{N+1} \quad (4.20)$$

où DX est la longueur de la maille considérée.

Barthélémy [2009] propose de calculer les tailles de bloc de manière analytique en utilisant une moyenne harmonique des espacements mesurés entre chaque fracture. Ces espacements peuvent être ceux utilisés pour générer le DFN (dans le cas d'un réseau de fractures diffuses), ou être obtenus par une méthode de lancer de rayon dans laquelle des droites aléatoires sont tirées dans les directions principales du tenseur de perméabilité (approche utilisée dans FracaFlow). Les intersections de ces droites avec les fractures permettent de calculer ces espacements.

Jern [2004] propose de calculer les tailles de bloc à partir d'observations faites sur le terrain. La taille de bloc moyenne est calculée à partir d'une analyse statistique de l'image de l'affleurement. Ce type de méthode ne peut évidemment pas être appliqué à un modèle utilisant un DFN.

Nous utilisons une méthode développée à l'IFP Energies nouvelles [Sarda] dans laquelle les tailles de blocs sont déterminées d'après une formule empirique. Cette formule a été obtenue en calculant les tailles de blocs sur un réseau de failles sub-sismiques. Un ajustement à une loi empirique permet ensuite de relier la taille de bloc à la taille de la maille et à la densité de fractures à l'intérieur de la maille.

Confusion Bloc équivalent/VER : Attention à ne pas confondre la taille de bloc équivalent, qui donne les dimensions moyennes d'un bloc matriciel avec le VER qui est une grandeur à partir de laquelle le réseau fracturé se comporte comme un milieu continu. Le VER sera toujours supérieur à la taille de bloc équivalent.

4.3.5 Implémentation algorithmique

En pratique, l'algorithme de calcul des perméabilités parcourt les failles une par une. Chacun des polygones utilisés pour représenter une faille est considéré comme une fracture individuelle. Le tenseur de perméabilité équivalent à la présence de cette fracture est calculé dans chaque maille touchée par cette fracture. Le tenseur de perméabilité ainsi calculé est sommé au tenseur préalablement calculé pour prendre en compte la contribution des autres fractures. Le tenseur de perméabilité obtenu est ensuite diagonalisé pour obtenir les perméabilités K_x, K_y, K_z dans les directions principales.

4.3.6 Upscaling sans DFN

L'équation 4.15 montre que la méthode d'Oda ne nécessite pas nécessairement la présence d'un DFN pour calculer les propriétés hydrauliques du réseau fracturé. Ces valeurs peuvent être calculées directement à partir des propriétés statistiques du réseau fracturé. Cette propriété est intéressante pour traiter la fracturation diffuse car les DFN associés contiennent généralement un nombre important de fractures qui peut être difficile à gérer d'un point de vue informatique (en termes de mémoire et de temps de calcul).

Les DFN de fractures diffuses sont généralement construits à partir d'une carte de densité de fracturation, et de lois statistiques décrivant les paramètres tels que les longueurs, ouvertures et orientations. Ces paramètres sont utilisés pour calculer les propriétés hydrauliques sans passer par l'étape du DFN. En utilisant l'hypothèse que tous les paramètres de fracturation sont indépendants, l'équation 4.17 est reformulée :

$$\overline{\overline{K_f}} = \frac{1}{V} \lambda \langle e_f \rangle^2 \langle V_f \rangle \langle \overline{\overline{N_f}} \rangle \quad (4.21)$$

où $\langle e_f \rangle$ est l'ouverture moyenne des fractures, et $\langle V_f \rangle$ le volume moyen des fractures. Ces deux valeurs sont calculées à partir des moyennes des distributions d'ouverture, de longueur et de hauteur et de la densité de fracturation (qui donne le nombre de fractures par maille). Le tenseur d'orientation moyen $\langle \overline{N_f} \rangle$ est calculé en moyennant les normales des distributions d'orientation.

Bien que sortant légèrement du contexte de la présente thèse, cet aspect est tout de même abordé car il sera utilisé au chapitre 6 pour prendre en compte la fracturation diffuse lors de la construction d'un modèle réaliste. Il est à noter que cette méthode n'est pour l'instant applicable qu'à des réseaux denses et bien connectés, la méthode d'Oda supposant que les fractures traversent la totalité du VER. Il est certes possible de modifier le terme correctif λ , mais la relation de ce dernier avec la connectivité est difficile à établir.

Chapitre 5

Calage à l'historique de production

5.1 Introduction

En ingénierie de réservoir, les données hydrodynamiques telles que les volumes d'huile produite, d'eau injectée ou les pressions dans les puits sont mesurées après la mise en production du réservoir. Ces données de production correspondent aux données observées. Lorsque les modèles directs qui ont été présentés aux chapitres précédents sont utilisés pour reproduire ces données, les données simulées diffèrent des données observées. En effet, les incertitudes sur les mesures, les approximations faites sur les lois physiques, mais surtout l'impossibilité de connaître le sous-sol de manière exhaustive sont autant de facteurs qui introduisent des erreurs lors de la modélisation. Or, si un modèle ne peut reproduire correctement l'historique du réservoir, il a peu de chances de fournir une prévision correcte de la production future.

Afin d'intégrer les données dynamiques dans le modèle réservoir, on procède à une modélisation inverse : les paramètres incertains du modèle a priori sont modifiés itérativement jusqu'à ce que les simulations reproduisent les données observées. Par le passé, les ingénieurs réservoirs effectuaient ces modifications manuellement, c'est à dire qu'ils ajustaient les paramètres incertains, effectuaient une simulation d'écoulement, et modifiaient le modèle jusqu'à ce que les données simulées soient proches des données observées. Les modifications étaient effectuées sur le modèle de simulation (le modèle mis à l'échelle). Avec l'augmentation constante de la complexité des modèles rendant le calage manuel plus difficile, les premières méthodes d'history matching assisté sont apparues. La perturbation et la recherche des paramètres incertains sont alors confiées à un algorithme d'optimisation.

S'il est possible de passer d'un modèle géologique fin à un modèle de simulation avec les méthodes d'upscaling, l'opération contraire ne peut être effectuée. Lorsque le calage est effectué sur le modèle de simulation les modifications ne peuvent être répercutées sur le modèle géologique. Ceci pose problème lorsque de nouvelles données sont acquises sur le terrain : le modèle géologique est mis à jour et l'ensemble du calage doit être recommencé. La tendance actuelle est donc de modifier des paramètres incertains directement sur le modèle géologique. Ce dernier est ensuite mis à l'échelle à chaque itération du calage.

Aux chapitres précédents, il a été montré que les réseaux de failles sismiques sont composés de grands objets faiblement connectés agissant comme des chemins préférentiels à l'écoulement. Le comportement hydrodynamique du gisement est donc non seulement

influencé par les propriétés hydrauliques de ces objets, mais aussi par la géométrie des réalisations, c'est à dire la position des failles sub-sismiques. L'optimisation des propriétés hydrauliques ne permet donc pas toujours d'obtenir un calage satisfaisant. Le calage d'un réservoir contenant des failles sub-sismiques nécessite parfois de recourir à une optimisation de la géométrie du réseau, c'est à dire la position, la longueur et l'extension verticale soit 4 paramètres par faille. Sachant qu'un modèle géologique contient au moins plusieurs centaines de failles sub-sismiques, il est impossible de caler le modèle en agissant sur les failles individuellement.

Jenni [2005], Hu and Jenni [2005] ont donc proposé de paramétrer le réseau de failles sub-sismiques à l'aide de la méthode des déformations graduelles. Celle-ci permet de perturber la géométrie d'une réalisation de failles sub-sismiques à l'aide d'un nombre réduit de paramètres. En agissant sur ces paramètres, l'ensemble des failles du modèle se déplacent simultanément. Ceci permet de rechercher un modèle s'approchant des données de production en réduisant le nombre d'évaluations du modèle direct.

Les différentes parties de ce chapitre sont organisées de sorte à suivre les différentes étapes de l'history matching et ont été introduites dans une présentation faite à l'EAGE, [Verscheure et al., 2010b]. La notion de fonction objectif permettant de mesurer l'écart entre les données simulées et les données observées est d'abord définie. L'objectif du calage est de réduire la fonction objectif afin que les données simulées soient similaires aux données observées. En raison des coûts de calcul de la fonction objectif (qui nécessite d'effectuer une simulation d'écoulement), le nombre de paramètres à optimiser doit être réduit au maximum. Ces paramètres doivent de plus avoir une influence significative sur la fonction objectif. Pour cela, le modèle doit être paramétré de manière adéquate. Cet aspect est abordé dans la seconde partie de ce chapitre. Une fois le problème défini, la fonction objectif est optimisée en modifiant les paramètres du modèle. Le choix d'une méthode d'optimisation adéquate a une influence importante sur la vitesse de convergence du problème et permet donc de réduire le coût informatique du calage. Ce dernier aspect est couvert dans la dernière partie de ce chapitre.

5.2 Fonction Objectif

Une fonction objectif est utilisée pour mesurer la différence entre les données simulées d_{obs} et les données observées d_{sim} . Pour les applications de calage aux données de productions, le critère des moindres carrés est le plus fréquemment utilisé :

$$J(m) = \sum_{i=1}^n w_i (d_i^{sim} - d_i^{obs})^2 \quad (5.1)$$

où d_i^{obs} et d_i^{sim} représentent chacune des n données observées et simulées et m le modèle évalué. Chaque donnée observée est pondérée par un poids w_i permettant de combiner des observations n'ayant pas les mêmes ordres de grandeur et d'augmenter l'importance de certaines observations. Les données simulées d_{sim} sont obtenues en effectuant une simulation d'écoulement sur le modèle de simulation réservoir.

Le calage consiste à minimiser la fonction objectif en agissant sur les paramètres incertains du modèle. Cette minimisation est confiée à des algorithmes d'optimisation qui seront abordés plus loin dans ce rapport. Le problème avec la fonction objectif ci-dessus

est que le problème étant sous déterminé, plusieurs modèles peuvent donner les mêmes résultats. L'optimiseur peut donc converger vers un modèle simulant correctement le passé du réservoir, mais en ayant une géologie incohérente avec les observations de terrain. Pour éviter ce problème, un terme de régularisation est ajouté à la fonction objectif :

$$J(m) = \sum_{i=1}^n w_i (d_i^{sim} - d_i^{obs})^2 + \alpha \sum_{i=1}^M v_i (m_i - m_i^0)^2 \quad (5.2)$$

Ce terme de régularisation permet de pénaliser les écarts entre le modèle proposé m_i et le modèle a priori m_i^0 . La structure du modèle optimal reste ainsi similaire à la structure du modèle a priori. Une des difficultés est d'évaluer le coefficient de pondération α . S'il est trop élevé, le modèle optimisé restera proche du modèle a priori. Le risque est de restreindre l'espace des solutions et d'empêcher de trouver un modèle optimal. Si ce terme est trop faible, le modèle optimal risque d'être incohérent avec la géologie observée.

Les paramètres incertains des failles sub-sismiques sont la position, la longueur, l'ouverture et la conductivité de chaque faille. Pour un modèle de taille conséquente, le nombre de paramètres est trop élevé par rapport aux coûts des simulations. Le problème doit donc être paramétré.

5.3 Paramétrisation du modèle

Les méthodes de paramétrisation géostatistiques ont été amplement utilisées pour procéder au calage hydrodynamique des modèles pixels. La méthode des points pilotes, initialement proposée par de Marsilly [1978] permet de définir des points de contrôle afin de modifier localement une réalisation géostatistique, tout en conservant le variogramme des réalisations. RamaRao et al. [1995] appliquent cette méthode au calage hydrodynamique de modèles hydrogéologiques. Un des problèmes de cette méthode est que les points pilotes peuvent prendre des valeurs extrêmes au cours de l'optimisation. Ce problème est réduit en bornant les valeurs des points pilotes ou en ajoutant un terme de régularisation dans la fonction objectif (équation 5.2).

La méthode des points pilotes peut être étendue aux blocs pilotes [Le Ravalec-Dupin, 2010]. Des blocs de contrôle sont définis sur les zones incertaines du modèle géologique. Les réalisations sont modifiées en changeant les moyennes des valeurs simulées à l'intérieur de chaque bloc. Cette méthode conserve le variogramme et est particulièrement adaptée à l'intégration des données de sismique 4D qui nécessitent de fortes perturbations du modèle.

Caers [2003] propose quant à lui la méthode de perturbations de probabilités. Celle-ci permet de perturber une réalisation en utilisant une paramétrisation des lois de probabilité conditionnelle utilisée dans certains algorithmes géostatistiques. Pour cette raison, cette méthode ne fonctionne que sur des méthodes de simulation séquentielle. La paramétrisation permet de modifier les réalisations à l'aide d'un seul paramètre. Les perturbations permettent de préserver les paramètres statistiques du modèle telles que les moyennes, variances et covariances.

Le problème de ces méthodes est qu'elles ne sont applicables qu'aux méthodes de simulation de propriétés continues. Elles ne peuvent pas être généralisées à un modèle objet. La méthode des déformations graduelles permet de contourner ces inconvénients.

5.3.1 La méthode des déformations graduelles

Pour palier aux limitations des méthodes précédentes, Hu [2000] propose la méthode des déformations graduelles. Cette méthode permet de déformer une réalisation initiale d'une fonction aléatoire, de façon graduelle et cohérente afin d'améliorer son calage aux données dynamiques. L'idée principale est que toute simulation stochastique peut être considérée comme un processus déterministe transformant une série de nombres aléatoires en une série de nombres organisés suivant un modèle probabiliste.

La méthode des déformations graduelles consiste à combiner linéairement deux réalisations gaussiennes puis à identifier le coefficient de combinaison permettant d'obtenir un modèle qui reproduit mieux les données de production. En effet, toute combinaison linéaire de fonctions aléatoires gaussiennes est gaussienne. Soit $Y(x)$ une fonction aléatoire gaussienne de covariance γ , centrée réduite, D son domaine. Une nouvelle réalisation y de Y est construite comme la combinaison linéaire de $N + 1$ réalisations y_i de Y :

$$y(\rho) = \sum_{i=0}^N \rho_i y_i \quad (5.3)$$

ρ_i sont les coefficients de la combinaison linéaire. En ajoutant une contrainte de normalité sur les coefficients, la variance et l'espérance de $Y(x)$ sont conservées :

$$\sum_{i=0}^N \rho_i^2 = 1 \quad (5.4)$$

Cette contrainte est vérifiée en coordonnées sphériques. Dans le cas particulier où deux réalisations sont combinées à l'aide d'un seul paramètre,

$$y(t) = y_0 \cos(t\pi) + y_1 \sin(t\pi) \quad (5.5)$$

la variation du paramètre t dans l'intervalle $[-1, 1]$ induit une déformation progressive de $y(t)$. $y(t)$ est d'autant plus proche de y_0 que $t \rightarrow 0$. Avec $t = \pm 0.5$, la nouvelle réalisation ne dépend plus de y_0 . L'ensemble des réalisations construites en faisant varier t sont équiprobables. Lorsque le bruit blanc gaussien $y(t)$ est utilisé dans un algorithme stochastique, la réalisation obtenue est déformée graduellement en faisant varier t . $y(t)$ restant gaussien, les propriétés statiques du modèle sont préservées. En d'autres termes, la structure du modèle a posteriori ne dévie pas de celle du modèle a priori. Par exemple, si le modèle a priori est construit à partir d'une simulation basée sur un variogramme et une moyenne, ces deux paramètres statiques (la structure) sont préservés au cours des déformations. De ce fait, le terme de régularisation de la fonction objectif peut être ignoré lorsque le problème est paramétré avec les déformations graduelles.

Enfin, la méthode peut être généralisée à la combinaison de $N + 1$ réalisations avec N paramètres. L'augmentation du nombre de réalisations permet d'explorer un espace de solutions plus grand :

$$y(t_1, t_2, \dots, t_N) = \prod_{i=1}^N \cos(t_i \pi) y_0 + \prod_{i=1}^{N-1} \sin(t_i \pi) y_0 \prod_{j=i+1}^N \cos(t_j \pi) y_i + \sin(t_N \pi) y_N \quad (5.6)$$

5.3.2 Déformations graduelles d'un processus ponctuel de Poisson non-stationnaire

D'un point de vue historique, la méthode des déformations graduelles a d'abord été appliquée à la paramétrisation de modèles géostatistiques de type pixel [Le Ravalec-Dupin

and Noetinger, 2002]. Puis elle a été étendue aux modèles objets par Jenni [2005]. Dans cette partie est présentée la méthode de simulation séquentielle permettant de générer une population de points Poissoniens à partir d'un bruit blanc gaussien. Puis seront proposées quelques améliorations permettant de prendre en compte des densités de probabilité hétérogènes comme celles générées par les cascades multiplicatives.

Simulation séquentielle

Les algorithmes géostatistiques de type essais/erreur pour construire une réalisation (comme celui présenté dans l'annexe A.2) ne peuvent être déformés graduellement car la transformation des nombres aléatoires en coordonnées spatiales n'est pas continue. On utilise donc l'algorithme de simulation séquentielle. Un point est simulé en calculant séquentiellement les fonctions de répartition dans les directions verticales et horizontales. L'inversion de ces fonctions permet de calculer les coordonnées (x, y) d'un point à partir de deux nombres uniformes (u, v) .

En pratique, la densité de probabilité du processus de Poisson est donnée sous forme discrète. Les valeurs $f(x_i, x_j)$ sont portées par une grille cartésienne de dimension $M \times N$. Le nombre de points à générer est défini par l'utilisateur et correspond aux nombres de failles sub-sismiques manquantes :

1. La loi marginale dans la direction x est donnée par :

$$f(x_i) = \sum_{j=1}^N f(x_i, y_j) \quad (5.7)$$

La fonction de répartition dans la direction x vaut :

$$F(x_i) = \sum_{i=1}^{x_i} f(x_i) \quad (5.8)$$

La coordonnée x est calculée à partir d'un nombre uniforme u , en inversant la fonction de répartition préalablement calculée (voir Figure 5.1) :

$$x = F^{-1}(u) \quad (5.9)$$

2. Sachant la coordonnée x , la loi conditionnelle y_j sachant x vaut :

$$f_x(y_j) = \frac{f(x, y_j)}{f(x)} \quad (5.10)$$

Similairement au tirage selon la direction x , la fonction de répartition conditionnelle est calculée et la coordonnée y est obtenue en inversant la fonction de répartition :

$$y = F_x^{-1}(v) \quad (5.11)$$

Déformations graduelles globales

Une réalisation uniforme $u(t)$ est obtenue par transformation d'une distribution gaussienne $y(t)$:

$$u(t) = G^{-1}[y(t)] \quad (5.12)$$

où G est la fonction de répartition de la loi normale. La déformation des $2n$ nombres uniformes utilisés pour générer n points modifie la position des points. La transformation des

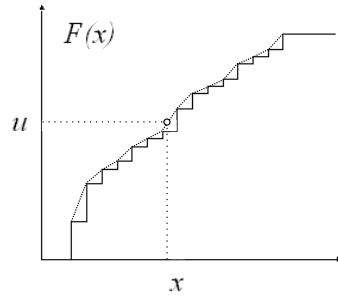


FIG. 5.1: Tirage d'un point x à partir d'un nombre uniforme u par inversion de la fonction de répartition. Cette dernière est interpolée pour que la transformation de u vers x soit continue.

nombres uniformes en coordonnées étant continue, le déplacement des points est continu par rapport au paramètre de déformation t . Les trajectoires de migration ont des formes ellipsoïdales centrées sur le milieu de la carte (Figure 5.2). Cet aspect est dû aux termes trigonométriques utilisés dans l'équation 5.5.

La méthode de tirage préserve la densité du processus de Poisson au cours de la migration des points. Le résultat est une "variation" de la vitesse de déplacement des points. Plus la densité est forte, plus les points auront tendance à rester dans ces zones de forte probabilité (faible vitesse de déplacement). En revanche, dans les zones de faibles probabilités, le déplacement des points est beaucoup plus rapide. Les points ont ainsi tendance à "sauter" d'une zone de forte probabilité à une autre. Ce comportement peut poser problème dans les configurations contenant de forts contrastes de densité car le déplacement des points peut être discontinu. La figure 5.2 montre bien que l'aspect des trajectoires de migration est à la fois contrôlé par les termes trigonométriques et par l'aspect de la carte de densité.

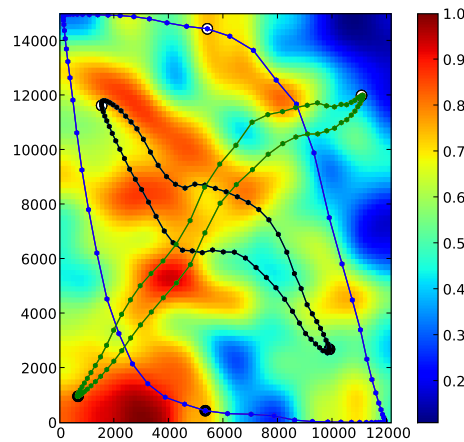


FIG. 5.2: Combinaison et déformation graduelle de deux réalisations d'un processus de trois points. En raison de l'utilisation des coordonnées sphériques (équation 5.5), les trajectoires de migration ont une forme ellipsoïdale centrée sur le centre du domaine. On remarque aussi que les points "sautent" les zones de faible densité (en bleu foncé), en raison de la faible probabilité d'y trouver un point.

Déformations graduelles locales

Lors de l'history matching, l'objectif est de caler le modèle géologique aux données de production qui sont définies sur les différents puits du gisement (hormis pour la sismique 4D qui n'est pas traitée dans ce rapport). Lorsque les déformations graduelles sont appliquées à l'échelle du gisement, toutes les failles sont déplacées simultanément. Cette perturbation peut conduire à l'amélioration du calage de certains puits (en déplaçant favorablement les failles à ses alentours), tout en détériorant la réponse d'un autre puits. On procède alors à un calage local. Le modèle est divisé en différentes zones d'intérêt dans lesquelles les failles peuvent être déplacées indépendamment. Ces zones sont généralement définies par rapport aux groupes de puits injecteurs et producteurs. Le calage local est aussi utile pour mettre à jour une partie du réservoir, lorsque de nouvelles données de production sont disponibles.

L'algorithme de simulation séquentielle génère la position de chaque point indépendamment des autres. Il est donc possible de dissocier le bruit blanc $y(t)$ en z bruits blancs $y_0(t_0), \dots, y_z(t_z)$ correspondant chacun à une zone d'intérêt. Le tirage des points sur une zone donnée se fait simplement en attribuant une densité nulle en dehors de la zone.

La modification de chaque bruit blanc entraîne un déplacement des points indépendamment dans chaque zone.

5.3.3 Simulation séquentielle multi-échelle

Au chapitre précédent, il a été montré comment générer une carte de densité multi-fractale conditionnée par les failles sismiques et une dimension de corrélation. Il a aussi été montré qu'un tirage poissonien effectué avec cette carte permet d'obtenir un réseau de failles sub-sismiques qui soit cohérent avec les données observées. Les propriétés fractales sont donc préservées lors des déformations graduelles. Cependant, les fortes hétérogénéités qui sont introduites par la méthode des cascades multiplicatives ne permettent pas d'obtenir un déplacement continu des points. La figure 5.3 montre un exemple de trajectoires obtenues à l'aide de cette méthode. Les trajectoires de déplacement des points ne sont pas continues. On remarque notamment d'importantes déviations verticales lors de la modification du paramètre de déformation graduelle.

Origine des discontinuités

Ces discontinuités sont dues au fait que lors du tirage séquentiel, les coordonnées sont d'abord générées suivant x puis selon y . Au cours de la déformation graduelle d'un point, la perturbation $t_0 \rightarrow t_1$ du paramètre de déformation graduelle entraîne la déformation $u_0 \rightarrow u_1$ (Figure 5.4 - 1). Le changement d'abscisses $x_0 \rightarrow x_1$ est calculé par inversion de la fonction de répartition (Figure 5.4 1-b) obtenue par intégration de la loi marginale selon x (Figure 5.4 1-a). La loi conditionnelle, $f_{y_1}(y) = \frac{f(x_1, y)}{f(x_1)}$ est recalculée. Hors, si f_{y_0} et f_{y_1} sont relativement similaires (Figure 5.4 2-c), les fonctions de répartition F_{y_0} et F_{y_1} sont relativement différentes du fait des hétérogénéités. Il s'ensuit qu'une faible variation $y_0 \rightarrow y_1$ entraîne une forte variation $y_0 \rightarrow y_1$ (Figure 5.4 2-d).

Ces discontinuités peuvent poser des difficultés lors du calage. En effet, l'efficacité des algorithmes d'optimisation utilisés pour réduire la fonction objectif dépendent de la continuité du problème. Des déplacements brusques de failles peuvent au mieux ralentir

la convergence et au pire rendre le problème insoluble. Nous proposons donc de modifier le tirage séquentiel afin de réduire les déplacements verticaux.

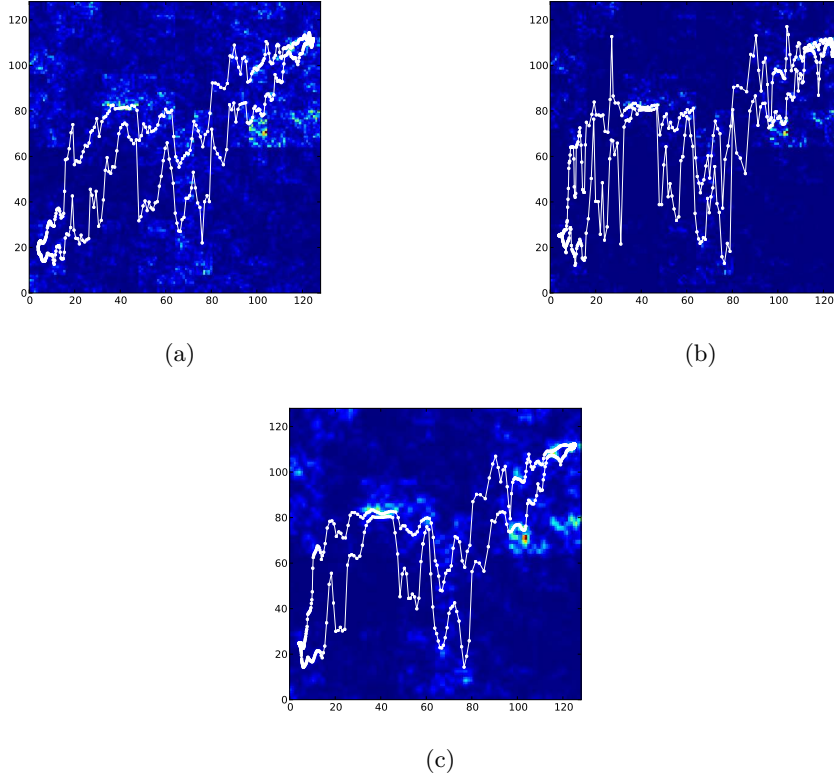


FIG. 5.3: Exemples de trajectoires de déformations graduelles obtenues avec une carte de densité multifractale hétérogène. a) $D_2 = 1.8$ b) $D_2 = 1.6$ c) $D_2 = 1.6$ avec un lissage des itérations pour les dernières subdivisions de la cascade multiplicative

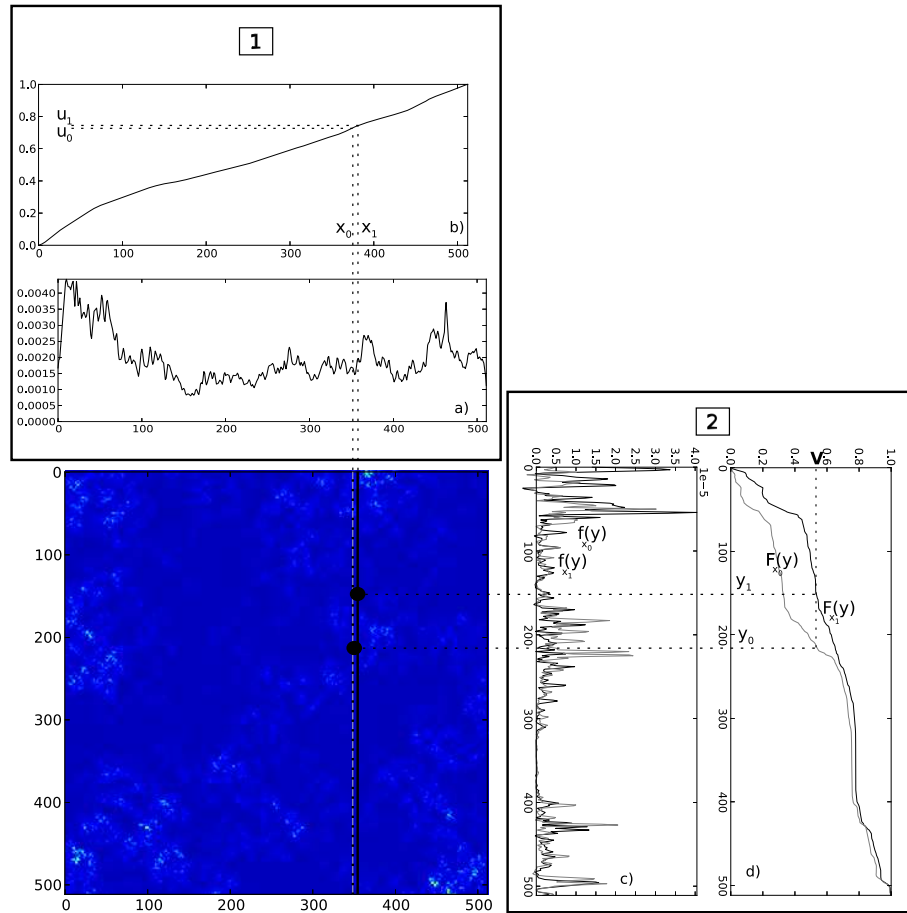


FIG. 5.4: Explication de l'observation des sauts sur la carte de densité hétérogène. Les explications pour cette figure correspondent à la partie 5.3.3

Réduction des discontinuités

Nous proposons une modification de la méthode du tirage séquentiel en utilisant le fait que les cartes de densité multifractales sont construites en multipliant itérativement une carte par une carte de résolution supérieure. Il est donc possible de décomposer la carte de densité \mathcal{D} en une carte de densité grossière \mathcal{D}_0 , et une carte contenant les détails plus fins \mathcal{D}_n . Dans le cas particulier de réalisations conditionnées aux failles sub-sismiques, \mathcal{D}_0 peut être égale à la carte utilisée pour initialiser les cascades multiplicatives.

Le tirage séquentiel multi-échelle propose d'effectuer un premier tirage sur \mathcal{D}_0 , puis sur \mathcal{D}_n . Au congrès ECMOR XII, nous avons proposé une méthode basée sur une décomposition multi-échelle des fonctions de répartition [Verscheure et al., 2010b]. Il s'est avéré par la suite que certaines approximations utilisées dans l'algorithme ne permettent pas de satisfaire correctement la dimension de corrélation. La méthode présentée ici corrige ces approximations. Le tirage est effectué de la manière suivante :

1. A partir de la carte de densité initiale \mathcal{D}_n (Figure 5.5a), une carte de densité \mathcal{D}_0 de résolution inférieure est calculée en sommant les densités définies à l'intérieur de chaque zone définie par \mathcal{D}_0 (Figure 5.5b). La taille de ces zones est fixée par l'utilisateur et dépend de l'hétérogénéité de la carte
2. Pour chaque maille, le nombre de points N_{loc} à tirer dans une zone de \mathcal{D}_0 est exprimé par rapport au nombre total de points à générer N_{tot} :

$$N_{loc} = \frac{\mathcal{D}_0(x_i, y_i)}{\sum \mathcal{D}_0(x_i, y_i)} \times N_{tot} \quad (5.13)$$

3. Le tirage des N_{loc} points est effectué en affectant des valeurs nulles à \mathcal{D}_n en dehors de la zone de tirage. Les points sont ensuite tirés avec la méthode séquentielle.

La méthode des déformations graduelles est appliquée en attribuant un seul et même paramètre de déformation à l'ensemble des zones définies par \mathcal{D}_0 . Comme le montre la figure 5.6, les trajectoires de déformation sont bornées par les limites des zones définies, réduisant ainsi l'amplitude des écarts verticaux.

Cette méthode présente en outre l'avantage d'homogénéiser les vitesses de déplacement sur le domaine. En effet, dans la méthode séquentielle classique, la vitesse de déplacement des points augmente à mesure que la densité baisse. Dans la méthode multi-échelle, le nombre de points dans chaque zone définie est fixé. Donc les vitesses moyennes de déplacement sont similaires dans chacune des zones. Cette méthode permet donc de réduire les effets de "sauts" des zones de faible densité.

Une comparaison des figures 5.3 et 5.6 montre que le tirage multi-échelle ne permet pas aux failles de parcourir l'ensemble du domaine fracturé. Le bon sens porterait à croire que l'espace des solutions au problème d'history matching est réduit, puisque le déplacement des failles est restreint. Cependant, durant l'optimisation, les failles ne parcourent jamais la totalité des trajectoires présentées. On cherchera plutôt à effectuer de petites perturbations autour des positions du modèle a priori. De telles perturbations permettent de linéariser la fonction objectif et de déterminer de nouveaux paramètres optimaux. Cet aspect sera détaillé dans la partie consacrée à l'optimisation. En revanche, de fortes perturbations ne permettent pas de trouver de corrélation entre les paramètres et la fonction objectif et l'obtention d'un minimum relève alors plus du hasard.

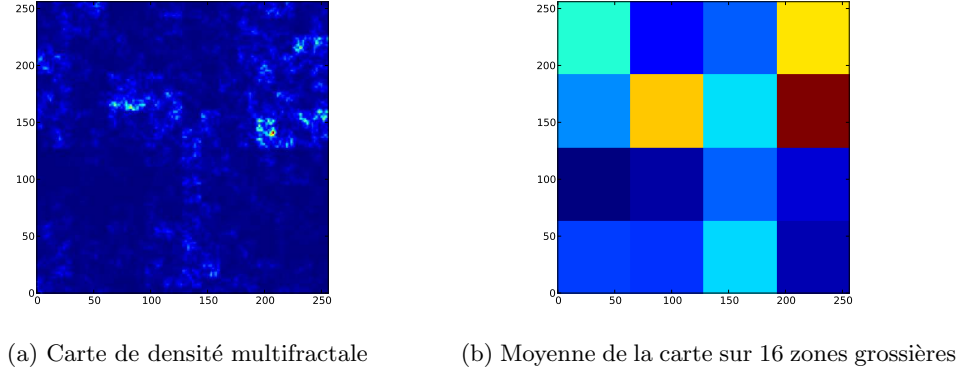


FIG. 5.5: Décomposition de la carte multifractale en une carte grossière.

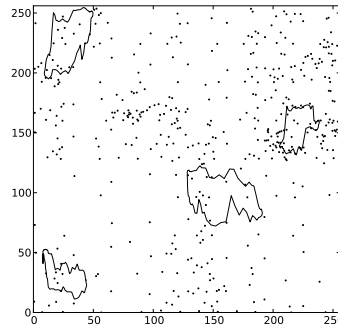


FIG. 5.6: Tirage des points à l'aide de la méthode multi-échelle et trajectoires de déplacements de 4 points choisis arbitrairement

5.3.4 Déformation graduelle des cartes multifractales de densité

Le modèle de cascades multiplicatives présenté au chapitre 3 permet de générer des réalisations d'images multifractales. Dans cette partie, nous présentons une méthode de paramétrisation permettant de déformer graduellement les réalisations obtenues. Cette méthode a fait l'objet d'un dépôt de brevet [Verscheure, 2010a].

Paramétrisation des poids de la cascade

Au chapitre précédent, il a été montré que pour respecter la dimension fractale imposée, les poids utilisés dans les cascades multiplicatives doivent respecter les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^n P_i^2 = l^{D_2} \quad (5.14)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1 \quad (5.15)$$

et

$$P_i \geq 0 \quad (5.16)$$

avec l le rapport de contraction et D_2 la dimension de corrélation des points à générer. Le système constitué des équations 5.14, 5.15 et 5.16 peut être paramétré pour réduire sa dimensionnalité. Le tirage de valeurs satisfaisant les équations 5.14, 5.15 et 5.16 est un problème complexe qui s'illustre aisément en dimension 3.

Tirage de 3 valeurs de P_i En 3 dimensions, l'équation 5.14 est celle d'une sphère \mathcal{S} de rayon $\sqrt{lD_2}$. L'équation 5.15 définit un plan \mathcal{P} orthogonal au vecteur (1,1,1). La solution du système est donnée par tout point de coordonnées positives (P_1, P_2, P_3) situé à l'intersection de \mathcal{P} et \mathcal{S} .

Tirage de 4 valeurs de P_i En dimension 4, la solution du problème est donnée par les coordonnées positives de tout point situé à l'intersection d'une hypersphère \mathcal{S} et d'un hyperplan \mathcal{P} .

$$P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 = lD_2 \quad (5.17)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1 \quad (5.18)$$

La solution présente deux degrés de liberté. Pour nous ramener à un seul degré de liberté, ce qui sera suffisant, introduisons une contrainte supplémentaire : l'équation 5.18 définissant un plan orthogonal au vecteur (1,1,1,1), cherchons les solutions dans un plan \mathcal{P}' parallèle à ce vecteur et contenant l'origine, choisi de façon arbitraire. Ce plan a une équation de la forme :

$$aP_1 + bP_2 + cP_3 + dP_4 = 0 \quad (5.19)$$

avec :

$$a + b + c + d = 0 \quad (5.20)$$

L'intersection de ce plan \mathcal{P}' et de l'espace des solutions est alors une courbe paramétrique. La combinaison des équations 5.17, 5.18, 5.19 et 5.20 permet d'obtenir une équation quadratique dont les deux solutions fournissent les valeurs $P_1(P_4), P_2(P_4), P_3(P_4)$. Seuls certains plans \mathcal{P}' donnent des solutions telles que $P_i > 0$. La figure 5.7 montre un exemple de solutions au système d'équations.

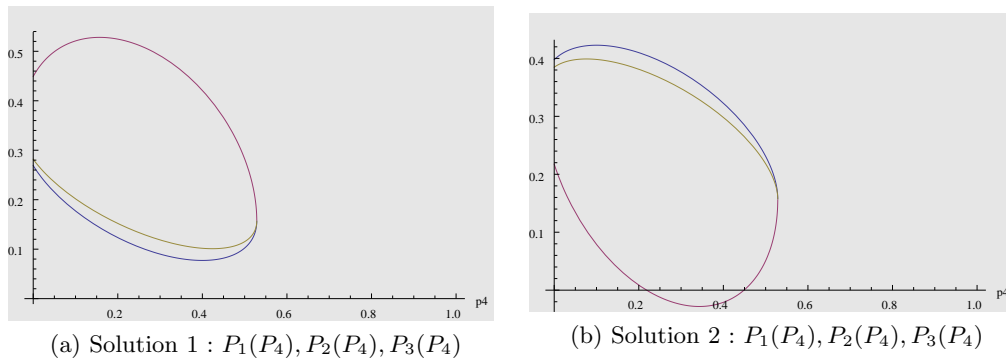


FIG. 5.7: En utilisant $a = 1.3, b = 0.1, c = -1.4, d = 0$ pour paramétrer le plan \mathcal{P}' , on trouve deux solutions au problème. La solution a) est valide car $P_i > 0$ alors que b) ne peut être retenu. On remarque que pour $P_4 > 0.55$, il n'existe plus de solutions.

Implémentation algorithmique L'implémentation des déformations graduelles dans les cascades multiplicatives se fait de la manière suivante :

1. Après avoir choisi une dimension de corrélation D_2 , un plan \mathcal{P}' défini par les coefficients a, b, c, d est déterminé de sorte que $P_i > 0$. La recherche de ce plan se fait en tirant aléatoirement les valeurs des coefficients jusqu'à trouver une solution. L'intervalle $[P_{4_{min}}, P_{4_{max}}]$ dans lequel $P_1(P_4), P_2(P_4), P_3(P_4)$ sont des solutions réelles est lui aussi déterminé.
2. L'algorithme des cascades multiplicatives est ensuite appliqué comme au chapitre précédent. A chaque subdivision de cellules, un poids P_4 est calculé à partir d'un nombre uniforme u : $P_4 = P_{4_{min}} + u(P_{4_{max}} - P_{4_{min}})$. P_4 est alors utilisé pour calculer les valeurs de P_1, P_2 et P_3 .
3. Il existe 16 manières de combiner P_1, P_2, P_3, P_4 dans les 4 nouvelles cellules subdivisées. A chaque subdivision, une combinaison est tirée dans une série de nombres aléatoires qui reste identique lors des perturbations par les déformations graduelles. En effet, pour que la déformation des réalisations soit continue, seuls les nombres uniformes utilisés pour calculer P_4 sont modifiées. Les permutations des P_i doivent être identiques.
4. Les itérations sont répétées jusqu'à atteindre une résolution finale satisfaisante.

Déformations des réalisations La paramétrisation des cascades multiplicatives décrite ci-dessus permet de transformer une série de nombres uniformes $u(t)$ en une réalisation de cascades multiplicatives. Les réalisations sont donc perturbées en déformant graduellement les nombres aléatoires. A chaque modification du paramètre t , l'ensemble des valeurs de P_i sont modifiées simultanément à toutes les échelles de la cascade. La figure 5.8 donne un exemple de déformation.

Les cascades multiplicatives peuvent être déformées localement. Dans le cas d'un conditionnement aux failles sub-sismiques, les zones sont définies sur la carte de densité à basse résolution. Les nombres aléatoires correspondant aux subdivisions dans chacune des zones sont ensuite identifiés. Similairement à la déformation locale des points, les nombres aléatoires sont déformés indépendamment pour chaque zone. Si la résolution de la carte initiale ne permet pas une délimitation précise des différentes zones, il est possible de définir celles-ci à un niveau de raffinement donné.

Il est à noter que les nombres $u(t)$ utilisés pour construire la cascade n'ont pas besoin de suivre une distribution uniforme. N'importe quelle distribution de nombres compris entre 0 et 1 permet de générer des réalisations respectant la dimension de corrélation imposée. Nous avons utilisé cette distribution car elle était déjà implémentée dans les codes de calcul pour l'history matching.

5.3.5 Déformation graduelle des longueurs des failles

En pratique, ce sont surtout les positions des failles qui ont un impact sur l'écoulement. Le calage se fait donc principalement effectué par perturbation du processus de Poisson. Cependant, la déformation des longueurs peut dans certains cas offrir un degré de liberté supplémentaire.

L'annexe A.6 donne un exemple d'une formule permettant de générer une loi distribution en loi puissance à partir d'une distribution uniforme. De ce fait, les longueurs des

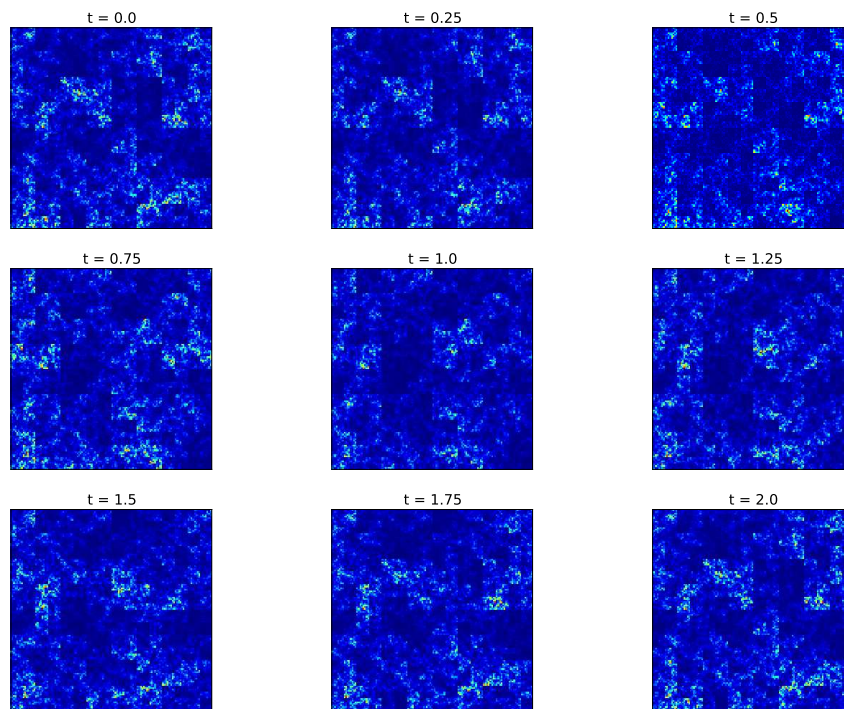


FIG. 5.8: Déformation graduelle d'une réalisation de cascade multiplicative pour un paramètre de déformation variant entre 0 et 2. On remarquera que la réalisation est identique pour $t=0$ et $t=2$. La dimension de corrélation est égale à 1.8.

failles peuvent être déformées graduellement en modifiant les nombres uniformes $u(t)$. La méthode peut être appliquée localement en identifiant les nombres aléatoires relatifs à chaque zone.

5.4 Optimisation

Une des particularités de l'history matching est que la fonction à optimiser est coûteuse en termes de temps de calcul. En effet, mis à part les modèles synthétiques simplifiés utilisés dans la recherche, les temps de simulation d'un modèle réservoir réaliste varient entre quelques heures et plusieurs jours par processeur. La priorité d'un algorithme d'optimisation est donc d'améliorer le calage aux données de production en utilisant un nombre minimum d'évaluations de la fonction objectif.

Le calage d'historique est obtenu en réduisant au mieux l'écart entre les données simulées et les données observées. Il s'agit donc d'un problème de minimisation de la fonction objectif. Dans l'espace des paramètres, celle-ci peut être vue comme une surface multidimensionnelle à la topologie complexe, parfois bruitée, composée d'un enchevêtrement de pics et de vallées. L'objectif d'un algorithme d'optimisation est de déterminer la valeur minimale de cette surface. Le problème est que plusieurs minimaux locaux peuvent masquer le minimum global et que la surface est parfois discontinue. De plus, l'optimiseur doit réaliser cette recherche en utilisant un minimum d'évaluations de la fonction objectif.

Les algorithmes d'optimisation peuvent être classés en deux catégories. La première désigne les algorithmes de type gradient. La courbure et la pente locale de la surface sont utilisées pour calculer des directions de recherche vers lesquelles de nouveaux paramètres vont être évalués. Ces méthodes présentent l'avantage de converger rapidement. Cependant, elles supposent que la fonction objectif est continue et différentiable, et possède un minimum global. On parle aussi de méthode locale : la fonction est minimisée à partir d'un point de départ (généralement le modèle a priori).

La seconde catégorie regroupe les méthodes sans gradients. Des méthodes dites globales permettent d'explorer l'espace des solutions de manière exhaustive pour déterminer le minimum global. Ce sont par exemple les algorithmes stochastiques tels que les méthodes génétiques ou le recuit simulé et les algorithmes basés sur des interpolations de la fonction objectif (méthodes de krigeage). Des méthodes locales existent aussi tel que l'algorithme du simplexe. Ces méthodes sont applicables à des fonctions non-continues.

Nous présenterons d'abord les deux catégories d'algorithmes d'optimisation. Les méthodes basées sur le gradient sont particulièrement détaillées car elles nous semblent les plus appropriées pour traiter le problème. En effet, la méthode de paramétrisation que nous avons définie a pour but d'obtenir une réponse hydrodynamique aussi continue que possible. Ce choix sera étayé par la construction d'un cas synthétique simplifié permettant d'étudier l'aspect de la fonction objectif.

5.4.1 Méthodes basées sur le gradient

Notons $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_i, \dots)$ le vecteur des paramètres à optimiser. Dans les méthodes basées sur le gradient, la minimisation d'une fonction $f(\mathbf{x})$ est effectuée en calculant itérativement les combinaisons de paramètres $\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_k, \dots$ qui réduisent $f(\mathbf{x})$. Les pa-

paramètres \mathbf{x}_0 correspondent au modèle a priori qui est le point de départ de l'optimisation. Chaque itération est composée de deux étapes :

1. Étape de calcul d'une direction de recherche \mathbf{d} par linéarisation de f au point \mathbf{x}_k .
2. Étape de globalisation dans laquelle la direction de recherche \mathbf{d} est utilisée pour déterminer une nouvelle combinaison de paramètres \mathbf{x}_{k+1} tel que $f(\mathbf{x}_{k+1}) < f(\mathbf{x}_k)$.

Ces deux étapes sont itérées de manière à réduire la fonction objectif. L'optimisation est stoppée lorsque la réduction de f passe en dessous d'une certaine valeur spécifiée par l'utilisateur ou lorsqu'un nombre d'itérations maximal a été atteint.

Calcul de la direction de recherche

Méthodes du premier ordre Un développement de Taylor au premier ordre donne :

$$f(\mathbf{x}_k + \mathbf{d}) = f(\mathbf{x}_k) + \nabla f(\mathbf{x}_k)^T \mathbf{d} + o(\mathbf{d}) \quad (5.21)$$

où $\nabla f(\mathbf{x}_k)^T$ est le gradient de f au point \mathbf{x}_k . Dans les méthodes du *premier ordre*, la direction de recherche est exprimée à partir du gradient, c'est à dire par rapport à la pente de f :

$$\mathbf{d} = \nabla f(\mathbf{x}_k) \quad (5.22)$$

Cette direction de recherche est utilisée dans l'algorithme de descente de la meilleure pente. Ce type de méthode permet d'obtenir une bonne convergence lors des premières itérations. En revanche, plus on approche du minimum et moins la convergence est efficace.

Calcul du gradient Dans la plupart des problèmes d'history matching, le gradient de la fonction objectif $\nabla f(\mathbf{x}_k)$ ne peut être obtenu directement. Le gradient est alors approché par différences finies :

$$\frac{\partial f}{\partial x^i}(\mathbf{x}_k) = \frac{f(\mathbf{x}_k + hu_i) - f(\mathbf{x}_k)}{h} \quad (5.23)$$

où u_i est le vecteur unitaire associé à l'axe i et h le pas de différence finie. La valeur initiale du pas peut être déterminante sur l'optimisation. Cet aspect sera abordé plus loin dans ce chapitre. Ce pas évolue au cours de l'optimisation et dépend de l'étape de globalisation. Le calcul nécessite donc $N + 1$ évaluations de la fonction objectif.

Il est important d'ajouter que le calcul du gradient est facilement parallélisable. En effet, chacune des $N + 1$ simulations d'écoulement nécessaire au calcul des dérivées partielles peuvent être lancées sur un processeur différent. Le temps de calcul des gradients est donc divisé par le nombre de processeurs disponibles.

Méthodes du second ordre Le calcul de \mathbf{d} est amélioré en utilisant une méthode du *second ordre*. Le développement de Taylor donne :

$$f(\mathbf{x}_k + \mathbf{d}) = f(\mathbf{x}_k) + \nabla f(\mathbf{x}_k)^T \mathbf{d} + \frac{1}{2} \mathbf{d}^T \nabla^2 f(\mathbf{x}_k) \mathbf{d} + o(\mathbf{d}) \quad (5.24)$$

où $\nabla f(\mathbf{x}_k)^T$ et $\nabla^2 f(\mathbf{x}_k)$ sont le gradient et la hessienne de f au point \mathbf{x}_k . La direction de recherche est alors donnée par [Bonnans et al., 2006] :

$$\mathbf{d} = -\nabla f(\mathbf{x}_k) [\nabla^2 f(\mathbf{x}_k)]^{-1} \quad (5.25)$$

En raison des temps de calculs élevés, il n'est pas envisageable de calculer les dérivées secondes. La hessienne est donc obtenue par une approximation. Nous décrivons ici la

méthode de Gauss-Newton qui est spécifique à la minimisation d'une somme de fonctions au carré. D'autres méthodes telles BFGS sont envisageables mais ne sont pas abordées dans ce rapport car l'approximation de la hessienne est moins bonne.

f est exprimé sous la forme d'une somme de carrés :

$$f(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^p f_j^2(\mathbf{x}) \quad (5.26)$$

Le gradient et la hessienne peuvent donc être exprimés en fonction de chaque observation f_j :

$$\nabla f(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^p f_j(\mathbf{x}) \nabla f_j(\mathbf{x}) \quad (5.27)$$

$$\nabla^2 f(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^p \nabla f_j(\mathbf{x}) \nabla f_j(\mathbf{x})^T + \sum_{j=1}^p f_j(\mathbf{x}) \nabla^2 f_j(\mathbf{x}) \quad (5.28)$$

Le second membre de l'équation ci-dessus est négligé. La hessienne est donc approchée par la matrice :

$$G(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^p \nabla f_j(\mathbf{x}) \nabla f_j(\mathbf{x})^T = J(\mathbf{x}) J(\mathbf{x})^T \quad (5.29)$$

où J est la matrice jacobienne construite à partir du gradient calculé par l'équation 5.27.

Dans la famille des algorithmes basés sur des descentes de pente, le calcul de d par la méthode de Gauss-Newton donne les meilleurs résultats. La méthode est cependant limitée par la formulation de la fonction objectif qui doit être en moindres carrés. De plus, celle-ci doit être composée d'un nombre d'observations raisonnable. Dans le cas contraire, le calcul de $G(x)$ devient coûteux en temps de calcul car la matrice $J(x)$ est volumineuse. Ces limites se rencontrent généralement en sismique 4D où on dispose d'un grand nombre d'observations. Dans le cas du calage aux données de puits, cette limite n'est pas atteinte.

Globalisation

Une fois la direction de recherche déterminée, un nouveau jeu de paramètre \mathbf{x}_{k+1} est déterminé de sorte que $f(\mathbf{x}_{k+1}) < f(\mathbf{x}_k)$. La méthode la plus simple est de rechercher \mathbf{x}_{k+1} sur la demi-droite $\mathbf{x}_k + d\mathbf{t}$ en utilisant une recherche linéaire sur t . Cette méthode est bien adaptée aux méthodes du 1er ordre mais ne permet pas de tirer pleinement parti de la précision apportée par les méthodes du second ordre.

Nous utilisons donc une méthode de globalisation basée sur une région de confiance. Celle-ci est définie comme une boule de rayon r centrée sur \mathbf{x}_k dans laquelle la hessienne est supposée être une bonne approximation de la fonction objectif. Le rayon de la zone varie au cours des itérations et dépend de la qualité de l'approximation à l'étape précédente. Si l'itération précédente a permis de prédire correctement la nouvelle valeur de la fonction objectif, la zone de confiance est augmentée. Dans le cas contraire, elle est diminuée. La nouvelle combinaison de paramètres \mathbf{x}_{k+1} est estimée en fonction de la région de confiance, de la direction de meilleure pente et de la direction de Gauss-Newton. L'avantage de cette méthode est de profiter des avantages de la meilleure pente (qui donne une convergence rapide loin de l'optimum) et de ceux de Gauss-Newton (qui converge rapidement à proximité de l'optimum), comme l'ont montré Bonnans et al. [2006].

Les algorithmes que nous utilisons pour la régularisation et la globalisation sont implémentés dans le code de calcul SQP (Sequential Quadratic Programming) développé par Delbos et al. [2008] et adaptés à l'history matching.

5.4.2 Méthodes sans gradients

Les méthodes sans gradients permettent d'optimiser une fonction sans avoir à calculer ses gradients. Ces méthodes sont donc appropriées pour traiter des fonctions non dérivables. Les méthodes stochastiques permettent un meilleur échantillonnage de l'espace des solutions et évitent ainsi les minimums locaux. En effet, les algorithmes basés sur le gradient permettent de descendre une pente, sans la remonter. Ils peuvent donc être piégés dans un minimum local. Quelques une des méthodes envisagées sont brièvement présentées.

La méthode de Nelder-Mead [Nelder and Mead, 1965] utilise un simplexe à géométrie variable pour déterminer le minimum d'une fonction f . Le simplexe est une généralisation du triangle à une dimension quelconque. En 3D, un simplexe est un tétraèdre.

Pour une fonction à N paramètres, l'algorithme est initialisé avec un simplexe à $N + 1$ sommets. Les coordonnées des sommets sont calculées en évaluant f pour différentes combinaisons de paramètres. La minimisation est faite en sélectionnant le sommet où f est la plus grande puis en le remplaçant par son symétrique par rapport au centre de gravité des points restants. Si ce nouveau point améliore la fonction objectif, le simplexe est étiré dans cette direction. Autrement, le simplexe est réduit par une similitude centrée sur le point où f est minimale. La solution est considérée comme optimale lorsque la variation relative du volume passe sous un certain seuil.

Cette méthode est similaire aux méthodes basées sur le gradient car elle utilise le concept de direction de recherche pour minimiser la fonction. Sa vitesse de convergence est en revanche plus lente. De plus, les sommets du simplexe étant évalués un à un, le calcul n'est pas parallélisable. La méthode a cependant pour avantage d'être applicable aux fonctions non dérivables. Cette méthode d'optimisation a été utilisée par Jenni [2005] pour ses travaux sur le calage de failles.

L'algorithme du CMA-ES (Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy) est un algorithme évolutionnaire particulièrement adapté à des problèmes contenant de nombreux minimums locaux [Hansen et al., 2003]. Contrairement à nombre d'algorithmes génétiques basés sur des analogies biologiques, CMA-ES utilise un véritable formalisme mathématique. La méthode utilise un échantillonnage de l'espace des paramètres par une population de points tirés dans une loi gaussienne. Le nombre d'individus dépend de la dimensionnalité du problème.

A chaque itération de l'optimisation, la moyenne et la covariance de cette population évoluent. Les calculs de leurs valeurs sont basés sur une sélection des meilleurs individus ainsi que sur les résultats obtenus aux itérations précédentes (Figure 5.9). La matrice de covariance donne une approximation de la hessienne afin de déterminer des directions de recherche. La sélection et le tirage de nouveaux individus permettent d'éviter les minimums locaux. L'algorithme s'arrête lorsque la covariance n'évolue plus ou peu. Cette méthode a montré son efficacité sur le calage hydrodynamique de tests de puits effectués dans des réseaux de fractures discrètes [Bruyelle and Lange, 2009].

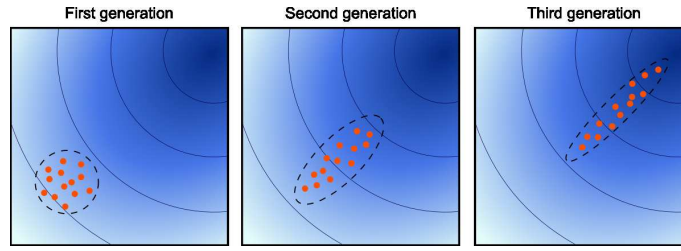


FIG. 5.9: Évolution d'une population d'individus au cours des itérations de l'algorithme CMA-ES. La moyenne et la covariance de la distribution évoluent pour déterminer le minimum local

5.4.3 Calage itératif

La combinaison linéaire de réalisations indépendantes ne permet pas toujours d'obtenir un calage satisfaisant. De plus, au cours d'une optimisation avec un algorithme basé sur le gradient, un minimum local peut être obtenu. Il est possible d'améliorer l'optimisation en utilisant le calage itératif [Hu, 2000]. A l'itération n du calage itératif, la réalisation $y_n(t)$ est la combinaison linéaire de la réalisation optimale $y_{opt(n-1)}$ identifiée à l'itération précédente et d'une nouvelle réalisation tirée aléatoirement y_n . Ce processus de calage itératif est poursuivi jusqu'à ce que le calage soit satisfaisant (Figure 5.10).

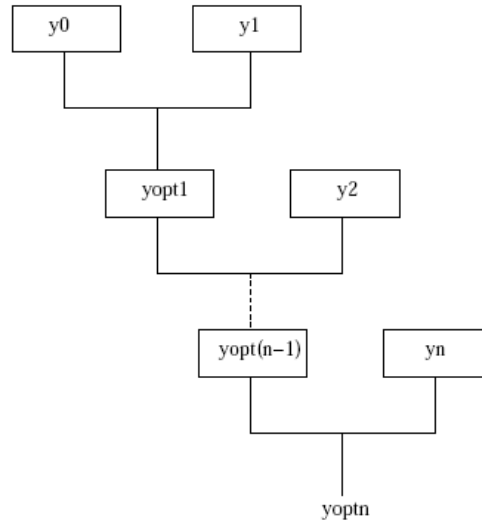


FIG. 5.10: Processus de calage itératif (d'après Jenni [2005])

5.4.4 Etude des fonctions objectif et choix d'une méthode d'optimisation

Fonctions objectif obtenues avec la méthode de propagation parallèle

Dans ses travaux de thèse sur le calage des réseaux de failles, Jenni [2005] a échantillonné les fonctions objectif obtenues en déformant graduellement la position des failles d'un modèle synthétique (Figure 5.11a). Les fonctions ainsi obtenues sont fortement discontinues et possèdent de nombreux minimums locaux (Figure 5.11b et 5.11c).

La méthode du simplexe a été employée pour effectuer le calage en raison de la non dérivabilité de la fonction objectif. En revanche, l'ampleur des discontinuités et la présence

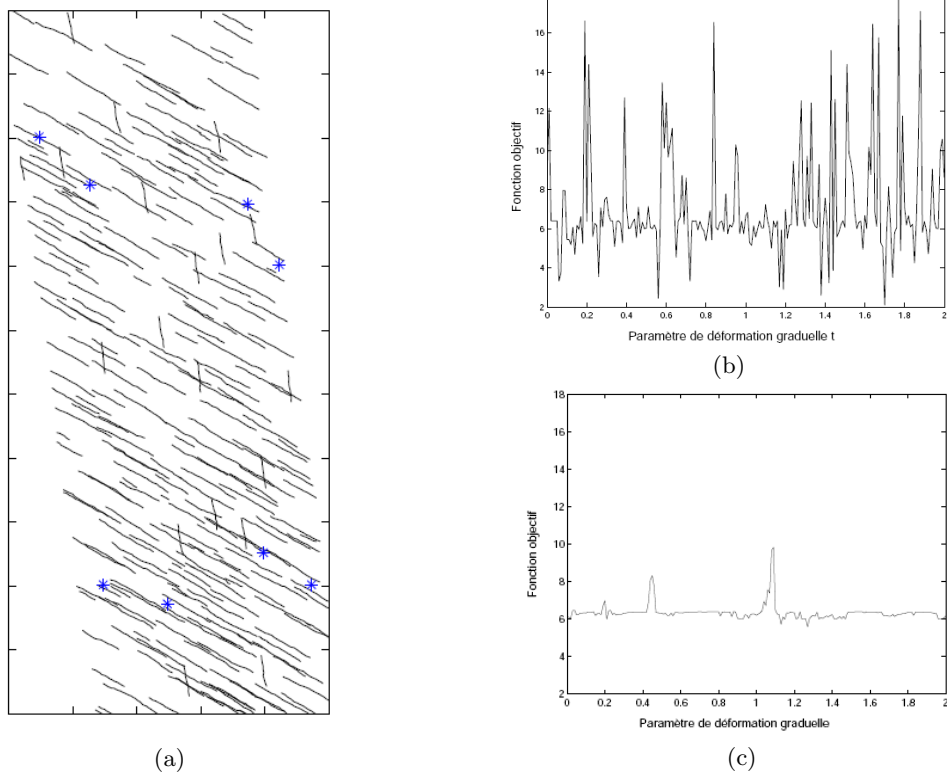


FIG. 5.11: a) Réseau de failles composé de deux familles. Les puits sont placés par groupe d'injecteurs/producteurs b) Fonction objectif obtenue en déplaçant les failles de la famille orientée NO c) Fonction objectif obtenue en déplaçant les failles de la famille NNO (d'après Jenni [2005])

de minimums locaux ont posé des problèmes de convergence. L'origine des discontinuités observées sur les figures 5.11b et 5.11c sont les suivantes :

1. Les réalisations ne sont pas conditionnées aux puits. Au cours de l'optimisation, une faille peut passer très près d'un puits, voir injecter ou produire directement dans la faille. Il en résulte des réponses hydrodynamiques très contrastées au cours des déformations graduelles.
2. Dans l'exemple utilisé, le réseau contient un nombre réduit de failles. On remarque sur la figure 5.11a que peu de failles sont présentes entre un puits injecteur et un puits producteur. De ce fait l'écoulement est influencé par un nombre réduit de failles. L'optimiseur doit donc trouver la position exacte des failles afin de caler correctement les données ce qui réduit l'espace des solutions. La figure 5.11b montre qu'il y a peu de solutions minimales.
3. Le réseau de failles étant généré avec la méthode de propagation parallèle, les longueurs peuvent changer brusquement au cours du déplacement, expliquant ainsi certaines discontinuités.

Au vu de ces résultats, un des objectifs de la présente thèse était de réfléchir à des méthodes d'optimisation permettant de prendre en compte les nombreuses discontinuités et minimums locaux avec des méthodes de type CMA-ES. Cependant, il s'est avéré que les fonctions objectifs obtenues avec la méthode multifractale ne sont pas aussi discontinues et bruitées que prévu, comme nous le montrons dans la partie suivante.

Fonctions objectif obtenues avec la méthode multi-fractale

Nous proposons d'étudier l'aspect des fonctions objectif en utilisant l'ensemble des outils développés au cours de cette thèse. Nous construisons pour cela un modèle simplifié ayant une configuration similaire à un modèle réel. L'intérêt est d'obtenir des calculs rapides et de simplifier l'interprétation des écoulements.

Construction d'un modèle de référence Un modèle de référence est construit dans un premier temps. Celui-ci nous permet de générer des données de production correspondant aux données observées d_{obs} .

Le réseau fracturé est constitué de 3 familles de failles comme l'illustre la figure 5.12a. La première famille contient 8 failles déterministes orientées E-O (en gras sur la figure 5.12a). Ces failles correspondent aux failles sismiques. Les deux autres familles contiennent chacune 50 failles orientées respectivement N-S et E-O avec une dimension fractale égale à 1.7. Leurs longueurs sont comprises entre 100 et 500m.

La grille de simulation fait 1000m de côté et est composée de $50 \times 50 \times 1$ mailles. L'écoulement est de type double porosité simple perméabilité. Une perméabilité équivalente fonction de la densité de fractures diffuses est attribuée aux mailles qui ne sont pas traversées par une faille. La densité est constante sur le domaine.

Initialement, le réservoir est saturé en huile et un puits I1 injecte de l'eau à débit constant. Le puits P1 produit à pression constante. L'écoulement des fluides a lieu dans les fractures et les failles agissent comme des chemins préférentiels (5.12b). Le ratio eau/huile produit en P1 est un bon indicateur de présence de failles et est donc utilisé comme donnée de production d_{obs} .

Modèle initial Le modèle initial, ou modèle a priori est construit en modifiant le germe des nombres aléatoires du modèle de référence (Figure 5.13a). Les autres paramètres tels

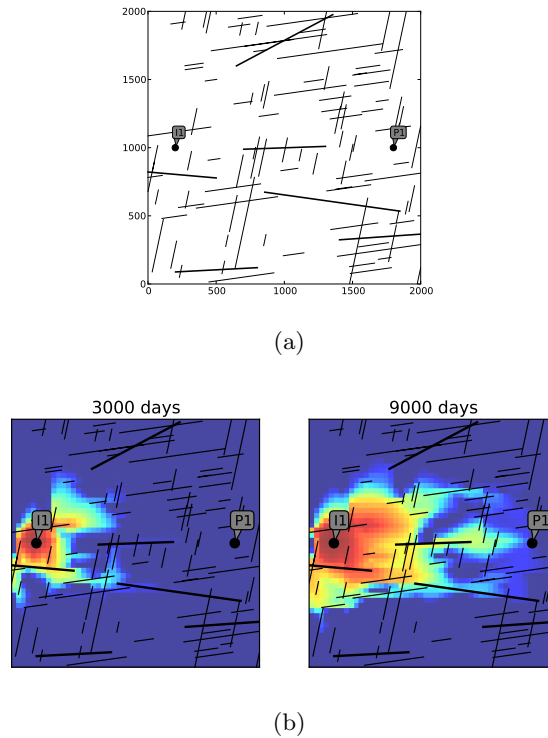


FIG. 5.12: a) Réseau fracturé initial et emplacement des puits injecteur et producteur. b) Evolution de la saturation en eau au cours de la simulation d'écoulement

que perméabilités et conductivités sont inchangés. Les données simulées d_{sim} obtenues avec ce modèle sont différentes des données observées d_{obs} , comme le montre la figure 5.13b. Une fonction objectif est construite pour mesurer la similarité entre d_{obs} et d_{sim} .

Echantillonnage de la fonction objectif Deux paramètres de déformation graduelle sont définis pour modifier indépendamment la position des failles de chaque famille.

Sur la simulation de référence, aucune faille sub-sismique n'est proche du puits. Afin d'éviter des comportements hydrodynamiques extrêmes, nous procédons à un conditionnement aux puits afin d'éviter que les failles ne soient générées trop près des puits. N'ayant pas prévu le conditionnement aux puits dans le générateur de failles¹, celui-ci est effectué sur le modèle de simulation. Pour cela, les 8 mailles situées au pourtour des mailles de puits reçoivent des perméabilités et porosités équivalentes à la présence de fractures diffuses. Dans la réalité, une telle démarche est possible. En effet, via l'interprétation des réponses en pressions des tests de puits, il est possible de déterminer si une faille est à une distance d du puits [Bourdarot, 1996]

La fonction objectif est échantillonnée en faisant varier les deux paramètres. Environ 2500 simulations sont nécessaires pour échantillonner une partie de la fonction objectif. Comme le montre la figure 5.14, la fonction est échantillonnée pour un intervalle restreint de paramètres de déformations graduelles. En effet, le but ici n'est pas d'explorer l'ensemble des réalisations mais de procéder à des perturbations autour des positions du modèle initial. L'échantillonnage permet de sélectionner un modèle optimal (Figure 5.15). On remarquera que même si la réponse hydrodynamique observée au puits est quasiment identique,

¹Même si celui-ci est facile à implémenter en attribuant une densité de probabilité nulle autour du puits

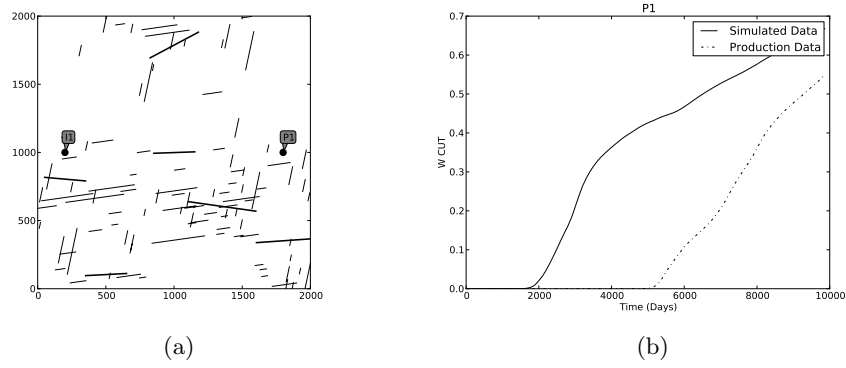


FIG. 5.13: a) Réseau fracturé de référence b) Water-cut observé et simulé obtenu sur le puits producteur

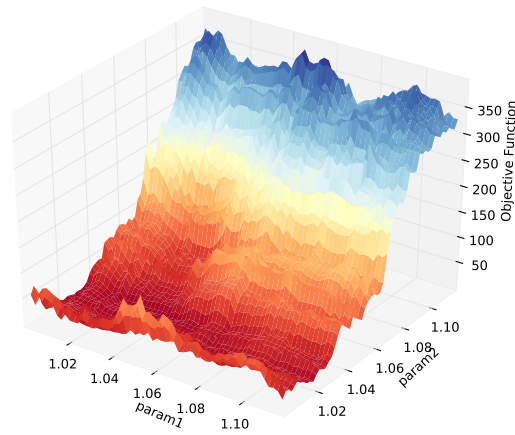


FIG. 5.14: Fonction objectif. Les paramètres 1 et 2 correspondent respectivement aux positions des failles dans les directions N-S et E-O

le réseau fracturé ainsi que l'évolution du front de saturation du modèle optimal différent du modèle de référence. En effet, le problème de l'history matching est sous déterminé et il n'existe pas de solution unique au problème de l'history matching.

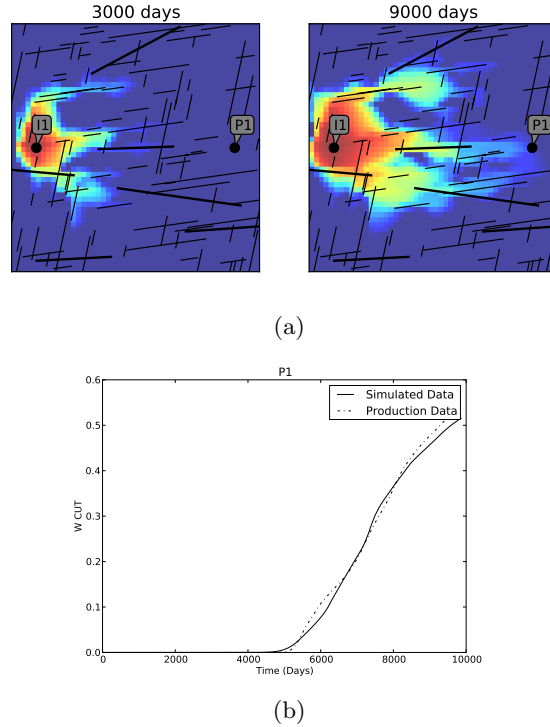


FIG. 5.15: a) Réseau fracturé simulé final b) Différences entre le water-cut observé et simulé

Discussion L'étude de la fonction objectif ainsi échantillonnée montre que la fonction objectif, bien que légèrement bruitée, n'est pas discontinue malgré la présence de deux familles de fractures perpendiculaires. En effet, on aurait pu croire que la création et la disparition de connexions entre ces deux familles aurait pu conduire à des discontinuités dans la fonction objectif. Le problème d'history matching ainsi formulé peut donc être optimisé à l'aide de la méthode de Gauss-Newton. C'est un point important car ce type d'algorithme permet de converger rapidement vers un minimum.

Dans un premier temps, la méthode CMA-ES avait été envisagée pour tenir compte des discontinuités. Après quelques essais, il s'est avéré que le nombre d'évaluations de la fonction objectif nécessaire à une convergence raisonnable est prohibitif. La méthode ne peut donc être mise en oeuvre dans des temps de calcul raisonnables.

La continuité de la réponse hydrodynamique est ici bien meilleure que celle observée dans les travaux de S. Jenni. Il y a plusieurs explications à ce comportement :

1. La fonction objectif est échantillonnée sur un petit espace de paramètres. Sur un plus grand espace, elle aurait une apparence plus bruitée car composée d'un nombre élevé de minimums et maximums.
2. La déformation du modèle est plus continue que celle de S. Jenni. Les longueurs restent fixes au cours de la déformation
3. Les failles ne peuvent s'approcher trop près des puits
4. Le nombre de failles entre le puits injecteur et le producteur est plus élevé. En effet,

plus la densité de fractures est élevée, moins la réponse hydrodynamique est sensible aux réalisations.

5. L'écoulement n'a pas lieu que dans les failles. De ce fait, les connexions qui se créent ou disparaissent n'ont pas un impact trop important sur l'écoulement.

Malgré la continuité observée sur la figure 5.14, le faible intervalle d'échantillonnage ne permet pas d'étudier la nature des minimums locaux. L'évaluation de la fonction objectif étant coûteuse en temps de calcul, il n'a pas été possible de l'échantillonner pour l'ensemble de l'intervalle de définition des paramètres. Il est cependant fort probable que des minimums locaux existent, et que leur fréquence dépende de la configuration du problème étudié. Cependant, l'utilisation du calage itératif permet de réduire les effets des minimums locaux.

Chapitre 6

Application sur le champ Bloemendaal

6.1 Introduction

Dans ce dernier chapitre, nous proposons d'illustrer la validité de la méthodologie sur le champ Bloemendaal. En raison de la confidentialité des données utilisées dans les applications pétrolières, il n'a pas été possible de travailler sur un champ réel. Le cas que nous présentons dans ce chapitre est donc semi-synthétique : une partie du modèle provient de données réelles (comme le modèle structural) et l'autre (telles les données dynamiques) provient de simulations. Le champ Bloemendaal que nous présentons ici est adapté du champ semi-synthétique Vercors construit par Fournio and Bourbiaux [2007] pour illustrer et valider différentes méthodologies de modélisation de gisements fracturés développées à l'IFP Énergies Nouvelles. Le modèle a été modifié car il ne correspondait pas complètement à l'application du calage des failles sub-sismiques.

Nous commencerons par décrire le contexte géologique de ce gisement. Puis, nous décrirons les étapes de construction du modèle de simulation. Ce modèle sera utilisé pour construire des données de production de référence. Le modèle sera ensuite modifié et altéré afin d'obtenir un comportement hydrodynamique des données de référence. Enfin, nous utiliserons la méthode de calage décrite dans les présents travaux pour effectuer l'history-matching du modèle.

6.2 Présentation du champ Bloemendaal

Le champ pétrolier Bloemendaal est un champ de mer du Nord, situé à environ 1500m de profondeur et s'étendant sur une superficie de 180 km^2 . Ce réservoir est relativement mince : son épaisseur moyenne est d'environ 50m. Le gisement contient actuellement 11 puits injecteurs et 4 puits producteurs, tous verticaux (Figure 6.1). Le gisement est saturé en huile.

Le réservoir Bloemendaal est constitué de roches carbonatées hétérogènes et fracturées. L'environnement de dépôt est de type plateforme marine peu profonde. Les différents épisodes tectoniques intervenus après la sédimentation ont permis d'établir la structuration actuelle du réservoir : un anticlinal d'axe Nord-Sud, de nombreuses failles et une importante fracturation diffuse. Le réseau de failles sismiques est constitué d'une unique famille de 106 failles orientées N110E (Figure 6.1). L'observation des carottes a conduit à l'identification

de 5 types de roches. Afin de simplifier la modélisation géologique, 3 lithotypes principaux ont été définis :

1. L'Oolitic (**LT1**) regroupe les faciès carbonatés ayant de bonnes qualités réservoir (porosité et perméabilité).
2. Le Muddy (**LT2**) contient les faciès à composante argileuse ayant des qualités de réservoir médiocres.
3. Le Vuggy (**LT3**) est formé de l'ensemble des faciès dolomisés, ayant pour trait commun la présence d'une porosité vacuolaire et un degré de fracturation plus élevé.

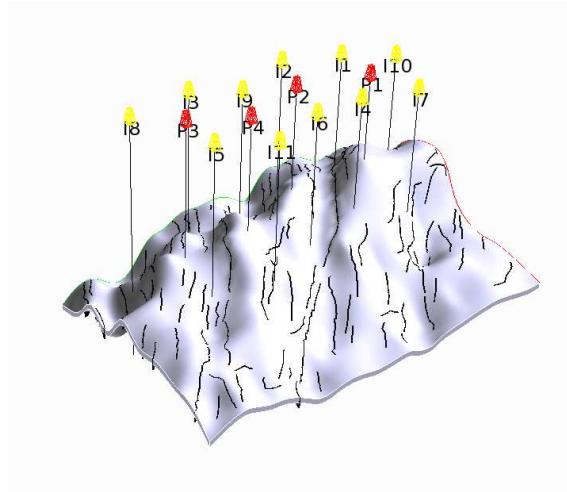


FIG. 6.1: Modèle structural du réservoir Bloemendaal. Les 4 puits producteurs sont situés sur le sommet de la structure du réservoir. Les puits injecteurs situés au pourtour permettent de créer un support de pression.

6.3 Construction du modèle et des données de référence

Dans cette étude, les propriétés géostatistiques sont générées directement sur le modèle de simulation. Celui-ci est représenté par une grille CPG de dimension $174 \times 189 \times 7$, s'étendant sur 12×15 km. L'orientation de la grille a été choisie de sorte à suivre les directions principales du tenseur de perméabilité. Cette orientation est approximativement égale à celle des failles sismiques. Ce choix permet de réduire les erreurs de calcul lors de la simulation d'écoulement. En effet, les simulateurs d'écoulements polyphasiques ne permettent pas toujours d'utiliser un tenseur plein. Cette rotation entraîne l'apparition de mailles inactives sur les bordures de la grille. De ce fait, seule la moitié des 230202 mailles du modèle sont utilisées pour représenter le réservoir (les autres sont désactivées). La taille moyenne d'une maille de simulation est de $100.0 \times 100.0 \times 7.0$ m (Figure 6.2).

6.3.1 Modélisation du milieu matriciel

Les observations et l'analyse des données sur les 15 puits du gisement ont permis d'identifier les proportions et les propriétés variographiques des différents lithotypes. Ces propriétés sont utilisées pour effectuer une simulation en faciès. Un algorithme de simulation séquentiel d'indicateurs conditionné aux observations aux puits (SISIM [Deutsch and Journel, 1997]) est utilisé pour construire une réalisation reproduisant les données

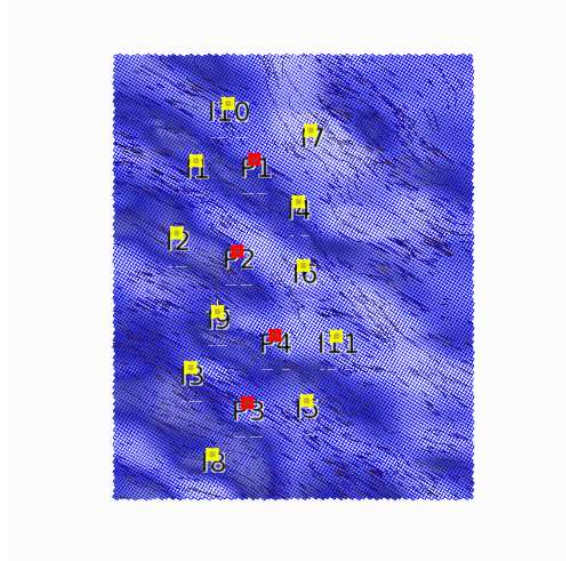


FIG. 6.2: Orientation de la grille réservoir par rapport à la famille de failles sismiques

statiques. Les variogrammes utilisés sont de type exponentiel. A chaque faciès sont ensuite attribuées des porosités simulées à partir d'un variogramme gaussien (seules les valeurs moyennes sont données). Les perméabilités horizontales de chaque cellule sont ensuite calculées en fonction de la porosité :

$$\log(K_x) = A \times \Phi + B \quad (6.1)$$

où Φ est la porosité, A et B sont des coefficients permettant de corrélérer les deux propriétés. On considère que la matrice est isotrope et que $K_x = K_y$. La perméabilité verticale est donnée par $K_z = 0.2 \times K_x$. La figure 6.3 illustre les réalisations du modèle en faciès, en porosité et en perméabilité. Le tableau suivant résume les propriétés du modèle en faciès.

Faciès	Proportion	Portée X (m)	Portée Y (m)	Portée Z (m)	Φ_{moy}	$K_{moy}(D)$
LT1	0.52	4000	4000	25	0.25	10
LT2	0.34	4000	4000	25	0.2	4
LT3	0.14	2000	2000	25	0.15	4

6.3.2 Modélisation de la fracturation diffuse

L'analyse de la courbure du toit du réservoir a permis d'établir une carte de densité moyenne de fracturation [Fournio and Bourbiaux, 2007]. En effet, les contraintes dans les roches augmentent avec la courbure du réservoir. La probabilité de trouver des fractures à ces endroits est donc plus élevée. Cette carte a été utilisée pour effectuer une simulation géostatistique non stationnaire de la densité de fracturation. Le variogramme gaussien utilisé a une portée de 4000, 2000 et 300m dans les directions respectives x , y et z .

Les propriétés équivalentes à la présence de la fracturation diffuse ont été construites sans générer de réseau de fractures discrètes, à l'aide de la méthode présentée au chapitre 4, page 70. Ces perméabilités et porosités équivalentes ont été calculées pour deux familles de fractures, ayant respectivement des azimuts égaux à 300 et 320°, des longueurs moyennes égales à 50 et 25m, des conductivités hydrauliques égales à 2400 et 2200 mD.m et des

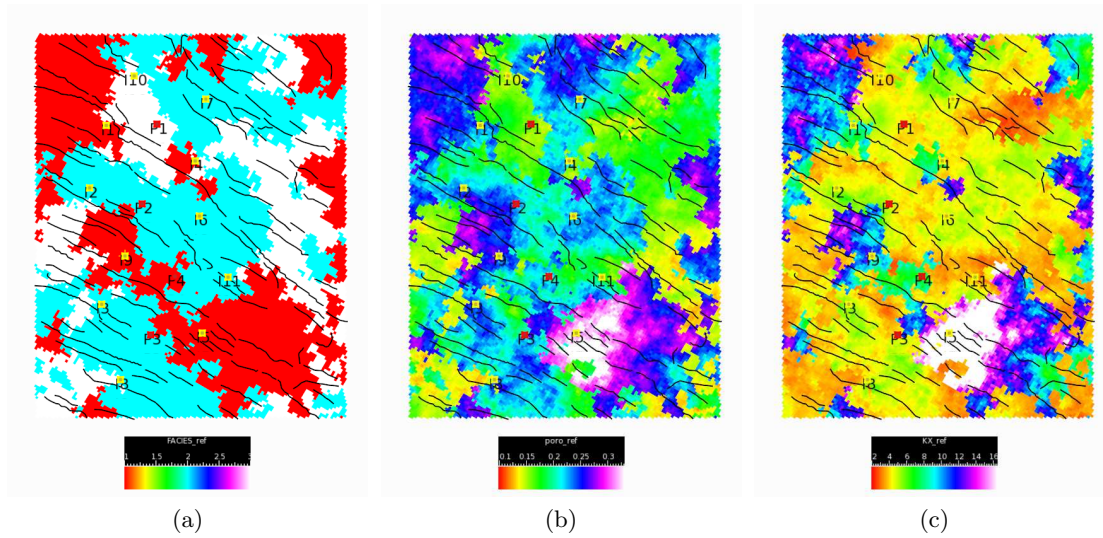


FIG. 6.3: Modèle géostatistique du milieu matriciel. a) Réalisation en facies b) Réalisation de la porosité c) Perméabilité en x

ouvertures égales à 1cm.

Dans cette application, la conductivité est donnée sous forme numérique (au lieu d'être calculée à partir de l'épaisseur de la fracture). L'épaisseur de la fracture est utilisée pour calculer la porosité équivalente.

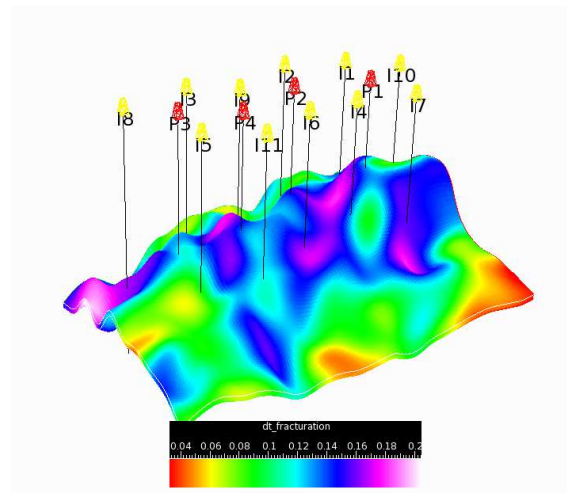


FIG. 6.4: Densité de fracturation diffuse pour le réservoir Bloemendaal. On remarque que la densité de fracturation augmente avec la courbure du toit du réservoir.

6.3.3 Modélisation des failles sub-sismiques

Le réseau de failles sub-sismiques est analysé en utilisant les méthodes décrites au chapitre 2. La loi de longueur et le nombre de failles sub-sismiques manquantes sont déterminées par la méthode d'analyse en loi puissance décrite page 24. La figure 6.5 montre qu'en choisissant de simuler des failles de longueur supérieure à 200m (soit deux fois la taille de la maille de simulation), 1059 failles sub-sismiques doivent être générées avec un exposant $a = 1.63$ pour prolonger le comportement en loi puissance.

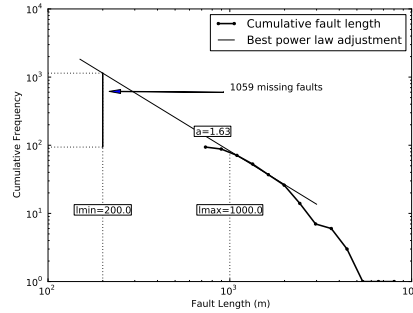


FIG. 6.5: Analyse de la loi de longueurs du réseau de failles sismiques.

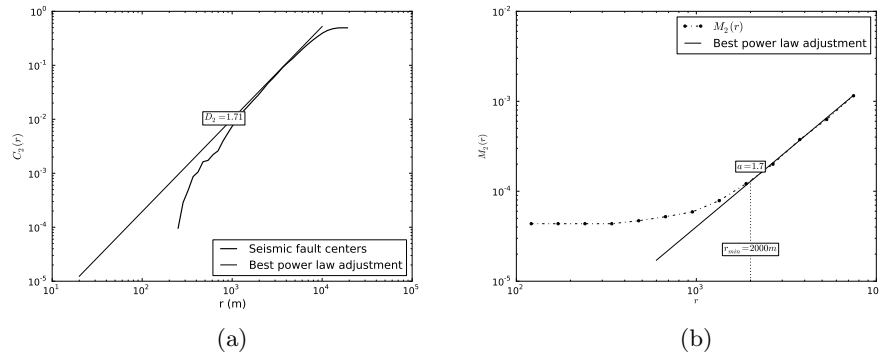


FIG. 6.6: a) Fonction de corrélation à deux points pour les centres de failles sismiques b) Moment d'ordre 2 obtenu par la méthode du box-counting multifractal. Ces deux courbes semblent indiquer une dimension de corrélation égale à 1.7. L'échelle r à partir de laquelle le réseau n'est plus fractal semble être égale à 2000m

Le modèle de référence que nous construisons ici doit être différent du modèle utilisé pour les essais de calage. Nous utilisons donc le générateur de failles fractales du logiciel FracaFlow. Ce générateur fonctionne selon l'algorithme décrit dans la partie 3.2.1 du chapitre 3. Ceci permet d'obtenir un réseau de failles sub-sismiques dont l'aspect diffère des réseaux générés par notre méthode multifractale (Figure 6.7). Les failles sismiques ont une conductivité hydraulique égale à 5.4×10^5 mD.m et les sub-sismiques 3.6×10^5 mD.m. Les failles s'étendent verticalement sur une hauteur de 20 m. La position verticale des failles est tirée aléatoirement. Nous avons fait ce choix car les perméabilités équivalentes dans la direction Z sont très élevées. Les effets gravitaires sont donc importants. En utilisant des failles traversant entièrement le réservoir, les effets gravitaires entraîneraient une migration de l'eau injectée vers les couches inférieures du réservoir. Nous voulons limiter ce phénomène.

6.3.4 Simulation des données de production d_{obs}

Le modèle objet comprenant les failles sismiques et les failles sub-sismiques ainsi que les données sur la fracturation diffuse sont utilisées pour calculer les propriétés équivalentes en utilisant la méthode d'Oda. Les tailles de bloc équivalentes à la présence des joints

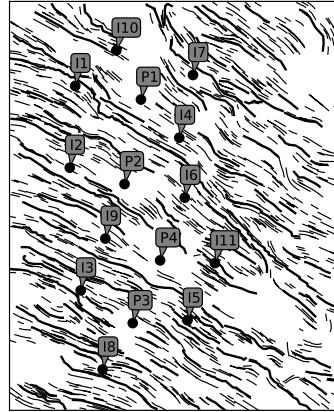


FIG. 6.7: Réseau de failles sub-sismiques générées avec le logiciel FracaFlow. Les failles sismiques sont en gras.

sont calculées en fonction de l'espacement moyen. Celui-ci est fonction de la densité et de l'orientation moyenne dans chaque cellule du modèle réservoir.

Les données de production sont générées en effectuant une simulation sur le modèle de référence ainsi construit. Pour cela, chaque puits injecteur injecte un débit de $400 \text{ m}^3/\text{jour}$ dans le réservoir. Ce débit est relativement faible par rapport aux caractéristiques géométriques du réservoir. On évite ainsi les surpressions dans les puits et on favorise un drainage efficace des blocs matriciels. Les puits producteurs produisent à une pression constante de 50 bars. La pression initiale dans le réservoir est égale à 150 bars.

Le résultat de cette simulation d'écoulement est illustré sur les figures 6.8 et 6.9. Comme nous l'avons déjà montré au chapitre précédent, les données de water-cut sont fortement influencées par la géométrie du réseau de failles sismiques et sont donc utilisées pour le calage.

6.4 Construction et simulation des données d_{sim} sur le modèle de simulation

6.4.1 Modification du modèle matriciel et du modèle de joints

Le modèle de simulation a priori est construit en modifiant le modèle de référence. Pour cela, les germes servant à initialiser les algorithmes géostatistiques du modèle matriciel sont modifiés. Les réalisations obtenues sont différentes mais les variogrammes et le conditionnement aux puits sont préservés.

6.4.2 Construction des failles sub-sismiques à l'aide du modèle multifractal

Le modèle a priori est construit en utilisant le générateur de failles multifractales développé au chapitre 3. Celui-ci est donc initialisé avec une carte de densité basse résolution calculée à partir des centres de failles sismiques. Les failles sont générées avec la loi de longueur et la dimension fractale calculées en 6.3.3. On obtient alors la réalisation de la figure 6.10. Les conductivités et les porosités sont identiques au modèle de référence.

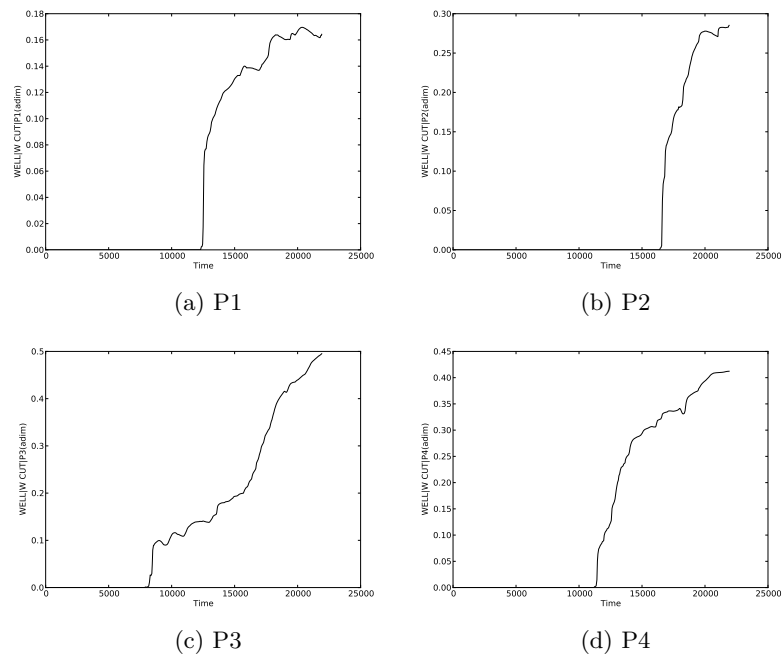


FIG. 6.8: Données de water-cut obtenues après simulation sur le modèle de référence

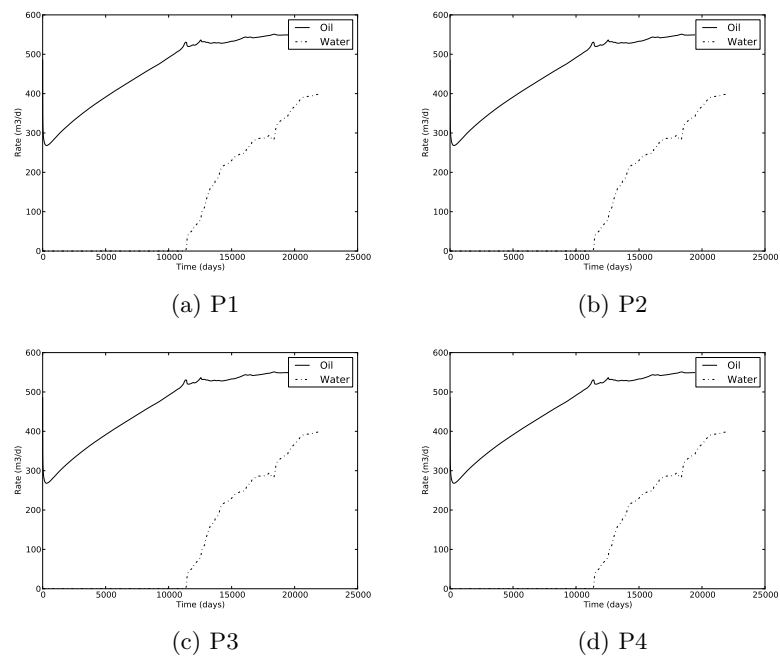


FIG. 6.9: Débits des fluides produits sur le modèle de référence

En effet, nous ne voulons caler que la géométrie de la réalisation et faisons l'hypothèse que les conductivités sont connues.

Les données simulées d_{sim} à l'aide de ce modèle a priori ne permettent pas de re-

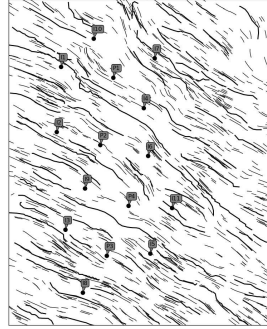


FIG. 6.10: Modèle de failles sub-sismiques a priori.

produire l'historique de production comme le montre la figure 6.11. D'une part les valeurs de water-cut sont différentes, et d'autre part les temps d'arrivée d'eau ne sont pas respectés. C'est notamment le cas du puits P3 qui simule une arrivée d'eau qui n'apparaît pas sur les données observées. Il est donc nécessaire de procéder au calage de l'historique de production du modèle.

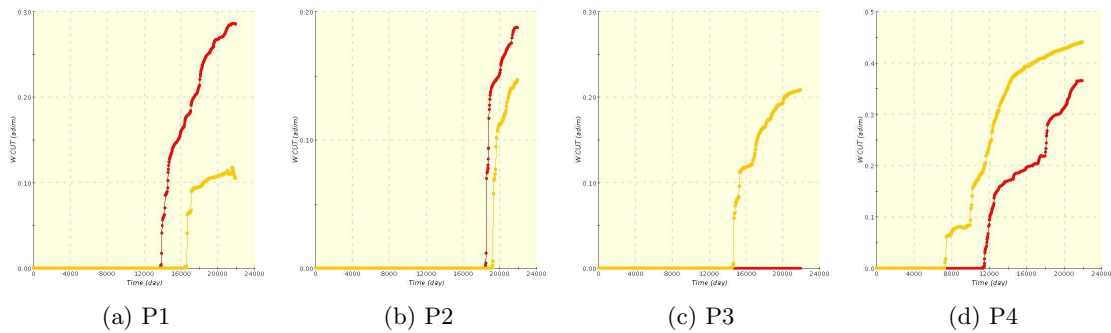


FIG. 6.11: Comparaison entre les données de production simulées sans calage d'historique (en jaune) et les données observées (en rouge)

6.5 Calage hydrodynamique

La méthode du calage est utilisée pour effectuer l'history matching. Pour cela, le gisement est divisé en quatre zones définies en fonction des groupes de puits injecteurs et producteurs (Figure 6.12). Un paramètre de déformation graduelle permettant de déplacer les centres des failles est affecté à chaque zone.

La méthode de Gauss-Newton est utilisée pour optimiser les 4 paramètres de déformation graduelle définis dans chacune des zones. Dans cette méthode, le gradient et la hessienne sont calculés à chaque itération. Pour cela, il est nécessaire de perturber les paramètres initiaux à l'aide d'une valeur donnée. La valeur de perturbation est choisie de sorte que

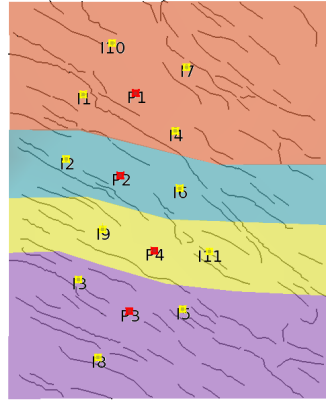


FIG. 6.12: Définition des zones pour le calage local

la moyenne de tous les déplacements des centres de failles soit à peu près égale à la taille d'une maille de simulation réservoir. Ceci permet de calculer des directions de recherche significatives.

La figure 6.13 montre l'évolution de la fonction objectif au cours de l'optimisation. Les barres claires correspondent aux simulations utilisées pour calculer les gradients. Les barres bleu foncées correspondent aux simulations permettant d'effectuer la globalisation. La méthode du calage itératif décrite page 91 a été utilisée : lorsque l'optimisation a convergé vers un minimum (barres violettes), la réalisation optimale y_{opt} est combinée avec une nouvelle réalisation indépendante y_n et une nouvelle optimisation est effectuée. Chaque nouvelle optimisation est représentée par des étiquettes Optim1, Optim2, ... sur la figure 6.13. L'utilisation du calage itératif permet réduire la fonction objectif de manière significative. On remarquera que l'optimisation no 4 n'améliore plus le calage. Le modèle obtenu est montré sur la figure 6.14.

La figure 6.15 montre les courbes de production simulées après le calage. Ce dernier a permis d'améliorer la similarité des courbes de production mais aussi de caler les temps d'arrivée d'eau. On remarquera que le problème d'arrivée d'eau prématurée sur P3 a été résolu.

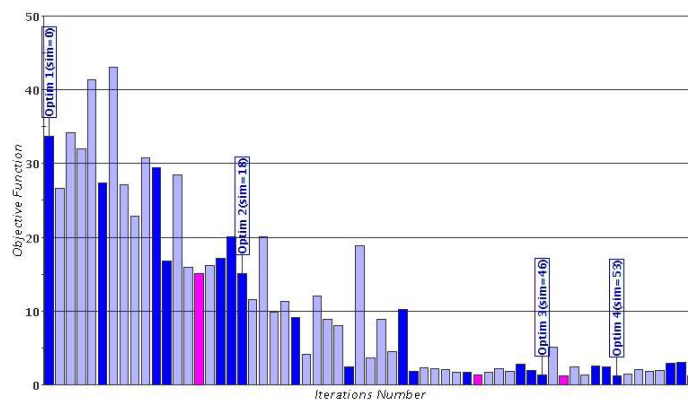


FIG. 6.13: Evolution de la fonction objectif au cours de l'optimisation.

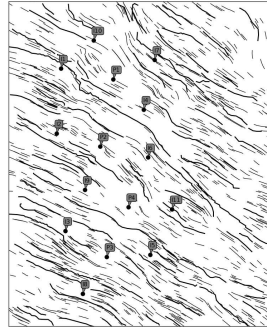


FIG. 6.14: Modèle de failles sub-sismiques a posteriori

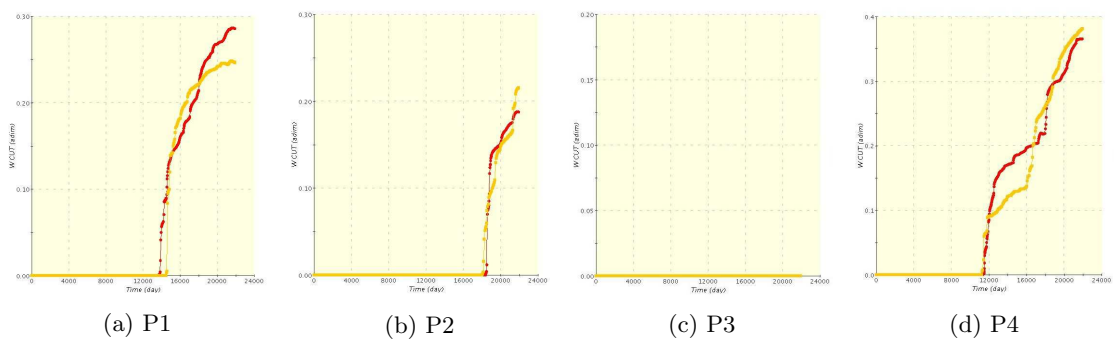


FIG. 6.15: Comparaison entre les données de production simulées après calage (en jaune) et les données observées (en rouge)

Chapitre 7

Conclusions et perspectives

7.1 Conclusion

Nous avons présenté une nouvelle méthodologie permettant d'effectuer le calage d'un modèle stochastique de failles sub-sismiques à un historique de production. Ces travaux s'inscrivent dans le prolongement de ceux de Jenni [2005], qui a mis au point une méthode de calage adaptée aux réseaux de fractures à grande échelle. Les travaux de Jenni sont basés sur un déplacement simultané de toutes les fractures du modèle. A notre connaissance, il n'existe pas de méthode similaire dans la littérature. Cependant, les paramètres statiques utilisés pour construire le modèle géologique ne correspondent pas à des grandeurs physiques déductibles des observations sur le terrain. De plus les réalisations obtenues ne permettent pas d'obtenir un modèle réaliste.

L'objectif de la présente thèse a été de développer une méthodologie qui puisse être utilisée dans un contexte industriel. Pour ce faire, nous avons d'abord tenté d'améliorer la méthode de Jenni. Cependant, en raison des limitations de l'algorithme de modélisation géologique, il s'est avéré que le développement d'une nouvelle méthodologie de modélisation serait plus intéressant.

Dans une étude de réservoir fracturé, la modélisation stochastique des grandes fractures s'applique principalement aux failles sub-sismiques. Le problème est que ces objets ne peuvent être observés directement. Par contre, leurs propriétés peuvent être déterminées à partir d'une analyse des failles sismiques, si une hypothèse de similarité peut être formulée. Nous nous sommes donc intéressés aux modèles fractals. En effet, de nombreuses études ont montré que les réseaux de failles observées sur affleurement ont un comportement fractal. Ces modèles sont particulièrement adaptés au contexte pétrolier car ils permettent d'analyser les propriétés du réseau de failles sismiques (observation à grande échelle) et de les extrapoler aux failles sub-sismiques (objets à petite échelle). La méthode de Jenni [2005] ne se prête pas à une approche fractale.

Nous avons développé un modèle stochastique de failles basé sur le concept des multifractales. La méthodologie développée nécessite d'analyser le réseau de failles sismiques pour déterminer ses propriétés multifractales. Ces propriétés sont utilisées dans un algorithme permettant de générer des cartes de densité multifractales. Les réalisations peuvent être conditionnées aux failles sismiques. Cette carte de densité est utilisée pour tirer une population de points représentant les centres des failles sub-sismiques. Le nombre de failles à ajouter est déterminé lors de l'analyse des longueurs des failles sismiques. Pour chaque point tiré, une faille est propagée. La longueur de la faille est tirée dans une

loi puissance. Son azimut est calculé par rapport aux failles sismiques avoisinantes. Les failles représentées sous forme de linéaments sont ensuite étendues verticalement suivant un pendage imposé. L'extension verticale des failles est déterminée à partir des différents horizons géologiques du modèle géologique structural. Le modèle développé présente l'avantage de reposer sur un nombre réduit de paramètres. De plus, l'ensemble de ces paramètres peuvent être obtenus à partir d'une analyse des données, ou d'un affleurement analogue.

Nous avons ensuite utilisé une méthode analytique permettant de convertir le modèle objet en un modèle de simulation réservoir. La méthode utilisée est particulièrement bien adaptée aux failles car ce sont des objets dont la longueur dépasse la taille des mailles de simulation. De plus, les coûts informatiques de cette opération sont peu élevés et sont donc adaptés à une boucle de calage de l'historique. Les perméabilités, porosités et tailles de bloc équivalent sont ensuite utilisées pour remplir une grille de simulation réservoir double milieu. Malgré la description réaliste des failles, le modèle géologique ainsi construit ne permet pas de reproduire correctement le comportement passé du réservoir. Il est donc nécessaire d'ajuster le modèle géologique en effectuant un calage d'historique.

Le calage d'historique est basé sur l'utilisation de la méthode des déformations graduelles, développée à IFP Energies nouvelles. Cette méthode permet de modifier les réalisations de modèles stochastiques en préservant leur structure géologique. En appliquant cette méthode au générateur de failles sub-sismiques développé, il est possible de modifier simultanément la position de l'ensemble des failles en agissant sur un nombre réduit de paramètres de déformation. D'autres propriétés géométriques telles les longueurs de failles peuvent aussi être modifiées. Cette méthode de paramétrisation permet d'obtenir un déplacement continu des failles par rapport aux paramètres de déformation. La réponse hydrodynamique du modèle est donc continue. Le problème de l'history-matching des failles sub-sismiques peut donc être résolu à l'aide de méthodes locales type Gauss-Newton. L'avantage de ce type de méthodes est d'avoir une vitesse de convergence élevée tout en réduisant le coût de l'optimisation. De plus, l'utilisation de la méthode des déformations graduelles permet de redémarrer une nouvelle optimisation à partir d'un minimum donné pour contourner le problème des minimums locaux.

La méthode ainsi développée est satisfaisante car elle permet de construire un modèle géologique réaliste en utilisant des données qui sont disponibles à partir d'observations de terrain. Grâce à cela, elle peut s'intégrer dans un contexte industriel. De plus, la méthode permet d'effectuer le calage hydrodynamique des réalisations. Nous présentons maintenant certains points qui pourraient être approfondis.

7.2 Perspectives

Amélioration du modèle multifractal Le modèle multifractal utilisé pour calculer les densités de fracturation s'appuie sur la méthode des cascades multiplicatives binomiales. Nous avons montré que celles-ci peuvent créer des discontinuités lors du déplacement des failles et que de plus, le modèle binomial ne permet pas une représentation réaliste d'un milieu naturel. Une alternative intéressante serait d'utiliser le modèle de cascades infiniment divisibles proposé par Chainais [2007] qui permet d'obtenir des réalisations continues. La construction d'une telle cascade utilise des tirages de points auxquels sont attribués

des poids tirés dans des lois de probabilité données. Les réalisations d'un tel algorithme peuvent donc être déformées graduellement. La méthode est de plus généralisable en 3D. En revanche, cet algorithme nécessite de nombreux développements informatiques et n'a donc pas été abordé dans ces travaux.

Génération des failles en 3D Dans notre méthode, les failles sont d'abord générées en 2D. Elles sont ensuite étendues en 3D en projetant les linéaments sur les différents horizons géologiques, suivant un pendage imposé. Ce type de méthode peut générer des failles aberrantes, notamment lors de la présence de forts pendages dans le modèle structural : l'extension verticale d'une faille peut alors être anormalement forte. Une perspective intéressante serait de générer les failles directement en 3D, sans utiliser le support des horizons géologiques.

Prise en compte des failles étanches Dans de nombreux réservoirs, les failles agissent comme des barrières à l'écoulement. Il existe même des configurations dans lesquelles une faille semble être étanche transversalement et conductrice longitudinalement. C'est le cas de failles dont le plan de rupture est étanche mais dont le couloir de fracturation associé est conducteur. La prise en compte de telles failles nécessiterait un travail important sur la prise en compte des failles dans le modèle d'écoulement. De même, un travail sur les algorithmes d'optimisation serait nécessaire. En effet, la compartimentalisation induite par la présence de failles étanche peut engendrer des réponses hydrodynamiques discontinues lors du déplacement des failles.

Calage simultané des propriétés hydrodynamiques et de la géométrie Les principales avancées apportées au cours de ce travail concernent le calage d'historique par modification de la géométrie des failles. Le calage par modification des propriétés hydrodynamiques est quant à lui bien documenté, notamment dans le cas des réservoirs matriciels. Néanmoins, une application mettant en oeuvre le calage simultané de la géométrie et des propriétés hydrodynamiques serait intéressante.

Bibliographie

- R. V. Ackermann and R. W. Schlische. Anticlustering of small normal faults around larger faults. *Geology*, 25(12) :1127–1130, 1997.
- K. Aziz and A. Settari. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers, 1979.
- G. Barrenblatt, I. Zheltov, and I. Kochina. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *J. Appl. Math. Mech.*, 24 :852–864, 1960.
- J. Barthélémy. Effective permeability of media with a dense network of long and micro fractures. *Transp. Porous Med.*, 2009.
- C. Barton. *Fractal Scaling of Fracture Networks*, chapter Fractal Scaling of Fracture Networks, pages 141–178. Plenum, New-York, 1995.
- W. Belfield. Simulation of subseismic faults using fractal and multifractal geometry. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 1992, Washington, D.C.*, (24751-MS), 1992.
- W. C. Belfield. Incorporating spatial distribution into stochastic modeling of fractures : multifractals and levy-stable statistics. *Journal of Structural Geology*, 20(4) :473 – 486, 1998. ISSN 0191-8141.
- B. Berkowitz and A. Hadad. Fractal and multifractal measures of natural and synthetic fracture networks. *J. Geophys. Res.*, 1997.
- J.-L. Blès and B. Feuga. *La fracturation des roches*. Manuels et méthodes – 1. Bureau de recherches géologiques et minières, 1981.
- J. Bonnans, J. Gilbert, C. Lemaréchal, and C. Sagastizába. *Numerical optimization : theoretical and practical aspects*. 2006.
- E. Bonnet, O. Bour, N. E. Odling, P. Davy, I. Main, P. Cowie, and B. Berkowitz. Scaling of fracture systems in geological media. *Rev. Geophys.*, 39(3) :347–383, 2001.
- O. Bour and P. Davy. Connectivity of random faults networks following a power-law faults length distribution. *Water Resour. Res.*, 33(7) :1567–1583, 1997.
- O. Bour and P. Davy. Clustering and size distributions of fault patterns : Theory and measurements. *Geophys. Res. Lett.*, 26(13) :2001–2004, 1999.
- B. Bourbiaux, M. C. Cacas, S. Sarda, and J. C. . Sabathier. A fast and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model. In *SPE annual technical conference, San Antonio TX*, 1997.

- B. Bourbiaux, M. Cacas, S. Sarda, and J. Sabathier. A rapid and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model. *OGST - Rev. IFP*, 53 (6) :785–799, 1998.
- B. Bourbiaux, S. Granet, P. Landereau, B. Noetinger, S. Sarda, and J. Sabathier. Scaling up matrix-fracture transfers in dual-porosity models : Theory and application. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 1999, Houston, Texas*, 1999.
- B. Bourbiaux, R. Basquet, M. Cacas, J. Daniel, and S. Sarda. An integrated workflow to account for multi-scale fractures in reservoir simulation models : implementation and benefits. In *10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 2002.
- G. Bourdarot. *Essais de puits : Méthodes d'interprétation*. 1996.
- D. Bruel, M. Cacas, and E. Ledoux. Exploitation de la chaleur des roches chaudes et sèches : présentation d'un modèle couplé hydro-mécanique. Technical report, Agence française pour la maîtrise de l'énergie, 1990.
- J. Bruyelle and A. Lange. Automated characterization of fracture conductivities from well tests inversion. In *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, 8-11 June 2009, Amsterdam, The Netherlands*, number 121172-MS, 2009.
- M. Cacas, J. Daniel, and J. Letouzey. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7 :S43–S52, 2001.
- J. Caers. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints. *SPE journal*, 8(3) :218–226, 2003.
- P. Chainais. Infinitely divisible cascades to model the statistics of natural images. *IEEE Trans. on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 29(12), 2007.
- J. Chilès. Fractal and geostatistical methods for modeling of a fracture network. *Mathematical Geology*, 20(6) :631–654, 1988.
- J. Chilès, B. Bourguine, C. Castaing, and A. Genter. Stochastic modeling and simulation of fracture networks in petroleum and geothermal reservoirs. *Geostatistics 200 Cape Town*, 1 :413–423, 2000.
- T. T. Cladouhos and R. Marrett. Are fault growth and linkage models consistent with power-law distribution of fault length ? *Journal of Structural Geology*, 18 :281–293, 1996.
- C. Darcel. *Correlations dans les réseaux de fractures : caractérisation et conséquences sur les propriétés hydrauliques*. PhD thesis, Géosciences Rennes, Université de Rennes 1, 2002.
- C. Darcel, O. Bour, P. Davy, and J. R. de Dreuzy. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation. *Water Resour. Res.*, 39, Oct. 2003.
- P. Davy, A. Hansen, E. Bonnet, and S.-Z. Zhang. Localization and fault growth in layered brittle-ductile systems : Implications for deformations of the continental lithosphere. *Journal of Geophysical Research*, 100(B4) :6281–6294, 1995.
- L. De Arcangelis and H. Herrmann. Scaling and multiscaling laws in random fuse networks. *Physical Review B*, 39(4) :2678–2684, 1983.

- G. de Marsilly. *De l'identification des systèmes hydrologiques*. PhD thesis, Université Paris VI, 1978.
- F. Delbos, D. Sinoquet, and T. Feng. Adapted nonlinear optimization method for production data and 4d seismic inversion. In *ECMOR European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 11th, Bergen, Norway, 8-11 september 2008*, 2008.
- M. Delorme. Calculs analytiques de paramètres équivalents en milieux fracturés. Technical report, IFP, 2005.
- W. Dershowitz, A. Winberg, J. Hermansson, J. Byegård, E. Tullborg, P. Andersson, and M. Mazurek. Task 6c, : a semi-synthetic model of block scale conductive structures at the Äspö hard rock laboratory. international progress report ipr-03-13, swedish nuclear fuel and waste management co., stockholm. Technical report, Äspö Hard Rock Laboratory, Äspö Task Force on modelling of groundwater flow and transport of solutes, 2003.
- C. Deutsch and A. Journel. *GSLIB : Geostatistical Software Library and User's Guide*. Oxford University, 1997.
- L. J. Durlofsky. Upscaling of geocellular models for reservoir flow simulation : A review of recent progres. In *7th International Forum on Reservoir Simulation Buhl/Baden-Baden, Germany*, 2003.
- J. Feder. *Fractals*. Plenum Press, 1988.
- R. Fisher. Dispersion on a sphere. *Proc. Royal Society London*, A217 :295–305., 1953.
- A. Fournio and B. Bourbiaux. Cas synthétique vercors. Technical report, IFP, 2007.
- B. Gauthier, A. Zellou, A. Toublanc, M. Garcia, and J.-M. Daniel. Integrated fractured reservoir characterization : A case study in north africa. In *SPE European Petroleum Conference, 24-25 October 2000, Paris, France*, number 65118, 2000.
- S. Guillon and N. Keskes. Sismage and the 3d visualization at total. In *AAPG International Conference : October 24-27, 2004 ; Cancun, Mexico*, 2004.
- N. Hansen, S. Müller, and P. Koumoutsakos. Reducing the time complexity of the derandomized evolution strategy with covariance matrix adaptation (cma-es). *Evolutionary Computation*, 11(1) :1–18, 2003.
- N. Henn, M. Quintard, B. Bourbiaux, and S. Sakthikumar. Modelling of conductive faults with a multiscale approach. *OGST - Rev. IFP*, 59(2) :197–214, 2004.
- H. G. E. Hentschel and I. Procaccia. The infinite number of generalized dimensions of fractals and strange attractors. *Physica D*, 8 :435–444, 1983.
- L. Holden, P. Mostad, B. F. Nielsen, J. Gjerde, C. Townsend, and S. Ottesen. Stochastic structural modeling. *Math. Geol.*, 35(8) :899–914, 2003.
- K. Hollund, P. Mostad, B. F. Nielsen, L. Holden, J. Gjerde, M. G. Contursi, A. J. McCann, C. Townsend, and E. Sverdrup. Havana - a fault modeling tool. In A. G. Koestler and R. Hunsdale, editors, *Hydrocarbon Seal Quantification, NPF Special Publication 11*, pages 157–171. Elsevier Science, 2002.

- L. . Hu. Gradual deformation and iterative calibration of gaussian-related stochastic models. *Mathematical Geology*, 32 N1, 2000.
- L. Y. Hu and S. Jenni. History matching of object-based stochastic reservoir models. *SPE Journal*, Volume 10, Number 3(81503) :312–323, September 2005.
- S. Jenni. *Calage de la géométrie des réseaux de fractures aux données hydrodynamiques de production d'un champ pétrolier*. PhD thesis, Université Paris 6, 2005.
- M. Jern. Determination of the in situ block size distribution in fractured rock, an approach for comparing in-situ rock with rock sieve analysis. *Rock Mech. Rock Engng.*, 37 :391–401, 2004.
- A. G. Journel, C. Deutsch, and A. Desbarats. Power averaging for block effective permeability, spe paper 15128-ms. In *SPE California Regional Meeting, 2-4 April 1986, Oakland, California*, 1986.
- H. Kazemi, L. M. JR, K. Porterfield, and P. Zeman. Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs. *SPE Journal*, 16(6) :317–326, 1976.
- E. Koenig and P. Chainais. Virtual resolution enhancement of scale invariant textured images using stochastic processes. In *Proc. of ICIP 2009, Cairo*, 2009.
- A. Lange, R. Basquet, and B. Bourbiaux. Hydraulic characterization of faults and fractures using a dual medium discrete fracture network simulator. In *Abu Dhabi International Conference and Exhibition, 10-13 October 2004, Abu Dhabi, United Arab Emirates*, 2004.
- S. Lariani. *Perception et interprétation de sections et blocs sismiques : oculometrie et analyse d'Images*. PhD thesis, Université Joseph Fourier, 2000.
- M. Le Ravalec-Dupin. *Inverse Stochastic Modeling of Flow in Porous Media*. IFP Publications, 2005.
- M. Le Ravalec-Dupin. Pilot block method methodology to calibrate stochastic permeability fields to dynamic data. *Mathematical geosciences*, 42(2) :165–185, 2010.
- M. Le Ravalec-Dupin and B. Noetinger. Optimization with the gradual deformation method. *Math. Geol.*, 34(2) :125–142, 2002.
- S. H. Lee, C. L. Jensen, and M. F. Lough. Efficient finite-difference model for flow in a reservoir with multiple length-scale fractures. *SPE Journal 65095-PA*, 5(3) :268–275, 2000.
- P. Lemonnier. Les modèles de simulation numérique des réservoirs. Technical report, IFP, 2010.
- P. Lemonnier and B. Bourbiaux. Simulation of naturally fractured reservoirs. state of the art : Part 2 - matrix-fracture transfers and typical features of numerical studies. *OGST - Rev. IFP*, 65(2) :263–286, 2010.
- K. Lim and K. Aziz. Matrix-fracture transfer shape factors for dual-porosity simulators. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 13 :169–178, 1995.
- X. Liu and S. Srinivasan. Combining pattern statistics with geomechanical criteria for fracture growth. In O. Leuangthong and C. V. Deutsch, editors, *Geostatistics Banff 2004*, volume 14, pages 75–84. Springer Netherlands, 2005.

- L. Lonergan, R. Jolly, K. Rawnsley, and D. Sanderson. *Fractured Reservoirs*. Geological Society Special Publications, 2007.
- L. Maerten, P. Gillespie, and J.-M. Daniel. Three dimensional geomechanical modeling for constraint of subseismic fault simulation. *AAPG Bulletin*, 90(9) :1337–1358, 2006.
- S. Mallick, K. Craft, L. Meister, and R. Chambers. Determination of the principal directions of azimuthal anisotropy from p-wave seismic data. *Geophysics*, 1998.
- B. Mandelbrot. Intermittent turbulence in self-similar cascades : divergence of high moments and dimension of the carrier. *Journal of Fluid Mechanics*, 62 :331–358, 1974.
- B. B. Mandelbrot. *The Fractal Geometry of Nature*. W. H. Freeman, August 1982. ISBN 0716711869.
- V. J. Martinez, B. J. T. Jones, R. Dominguez-Tenreiro, and R. V. de Weygaert. Clustering paradigms and multifractal measures. *The Astrophysical Journal*, 357 :50–61, 1990.
- P. Mostad and J. Gjerde. Multifractal fault simulation. In *GEOSTATS 2000, Cape Town, South Africa, 6th International Geostatistical Congress 10-14 April 2000*, 2000.
- J. Nelder and R. Mead. A simplex method for function minimization. *Computer Journal*, 7(4) :308–313, 1965.
- M. Oda. Permeability tensor for discontinuous rock masses. *Geotechnique*, 4(35), 1985.
- N. Odling. Network properties of a two-dimensional fracture pattern. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 30(2) :A90 – A90, 1993. ISSN 0148-9062.
- N. E. Odling, P. Gillespie, B. Bourgine, C. Castaing, J. P. Chiles, N. P. Christensen, E. Fillion, A. Genter, C. Olsen, L. Thrane, R. Trice, E. Aarseth, J. J. Walsh, , and J. Watterson. Variations in fracture system geometry and their implications for fluid flow in fractures hydrocarbon reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 5(4) :373–384, 1999.
- G. Ouillon, D. Sornette, and C. Castaing. Organisation of joints and faults from 1-cm to 100-km scales revealed by optimized anisotropic wavelet coefficient method and multifractal analysis. *Nonlinear Processes in Geophysics*, 2 :158–177, 1995.
- S. Ozkaya and L. Bolle. Modeling and upscaling fracture corridors - uncertainties. In *SPE Technical Symposium of Saudi Arabia*, number 106337, 2006.
- D. Peaceman. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier Science, 1977.
- B. S. RamaRao, A. M. LaVenue, G. De Marsily, and M. G. Marietta. Pilot point methodology for automated calibration of an ensemble of conditionally simulated transmissivity fields : 1. theory and computational experiments. *Water Resour. Res.*, 31(3) :475–493, 1995.
- J. Sabathier, B. Bourbiaux, M. Cacas, and S. Sarda. A new approach of fractured reservoirs. In *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 3-5 March 1998, Villahermosa, Mexico*, number SPE 39825, 1998.
- S. Sarda. Full field export module, equivalent fracture parameters computation, vertical block height computation, sub-seismic faults horizontal block size. Technical report, IFP.

- B. Singhal and R. Gupta. *Applied Hydrogeology of Fractured Rocks*. Springer, 1999.
- A. Sornette, P. Davy, and D. Sornette. Fault growth in brittle-ductile experiments and the mechanics of continental collisions. *Journal of geophysical research*, 98(B7) :12111–12139, 1993.
- J. Theiler. Estimating fractal dimension. *J. Opt. Soc. Am. A*, 7(6) :1055–1073, 1990.
- X. Tunc, I. Faille, T. Gallouët, M. Cacas, and P. Havé. A model for conductive faults in heterogeneous media for non-matching grids. In *ECMOR XII 12 th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery 6-9 September 2010, Oxford, UK*, 2010.
- C. Vanneste and D. Sornette. The dynamical thermal fuse model. *J. Phys. I.*, 2 :1621–1644, 1992.
- M. Verscheure. Inversion conjointe des propriétés géométriques et hydrodynamiques d’un réservoir fracturé : Rapport de mi-thèse. Technical report, IFP, Mars 2009.
- M. Verscheure. Méthode de calage d’historique d’un modèle géologique comportant un réseau de failles sub-sismiques, brevet inpi 6109/00/ba, 2010a.
- M. Verscheure, A. Fournon, and J. Chilès. History Matching of a Realistic Stochastic Fault Model Using Fractal Geometry and the Gradual Deformation Method. In *SPE 129759, SPE/EAGE - Annual Conference and Exhibition, 14-17 June 2010, Barcelona, Spain*, 2010b.
- M. Verscheure, A. Fournon, and J. Chilès. History matching of a stochastic multifractal subseismic fault model. In *ECMOR XII - 12 th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery 6-9 September 2010, Oxford, UK*, 2010c.
- J. Walsh. Fractal analysis of fracture patterns using the standard box counting technique : valid and invalid methodologies. *Journal of structural Geology*, 15(12) :1509–1512, 1993.
- J. Warren and P. Root. The behaviour of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, J3 :245–255, 1963.
- K. Weiler and P. Atherton. Hidden surface removal using polygon area sorting. In *Proceedings of the 4th annual conference on Computer graphics and interactive techniques*, pages 214 – 222, 1977.
- A. Winberg, P. Andersson, J. Byegård, A. Poteri, V. Cvetkovic, W. Dershowitz, T. Doe, J. Hermansson, J. J. Gomez-Hernandez, A. Hautajärvi, D. Billaux, E.-L. Tullborg, P. Meier, and A. Medina. Final report of the true block scale project, report 4, synthesis of flow, transport and retention in the block scale. skb technical report tr-02-16. Technical report, Stockholm, SKB, 2003.

Annexe A

Algorithmes

A.1 Tirage poissonien uniforme

Une population de N points poissoniens peut être tirée dans un espace 2D de taille $l \times L$ à l'aide de l'algorithme :

```
for  $i = 1$  to  $N$  do  
     $x \leftarrow \mathcal{U}() \times l$   
     $y \leftarrow \mathcal{U}() \times L$   
end for
```

Avec $\mathcal{U}()$ un générateur de nombres pseudo aléatoires uniformes.

A.2 Tirage poissonien non-stationnaire

Le tirage d'un point Poissonien non stationnaire, contraint par une densité $\mathcal{D}(x, y)$ comprise entre 0 et 1 se fait de la manière suivante.

1. On tire les coordonnées $x_i = \mathcal{U}() \times l$ et $y_i = \mathcal{U}() \times L$ avec $\mathcal{U}()$ un générateur de nombres uniformes, l et L les largeurs et longueurs du domaine.
2. On tire un nombre uniforme u_i que l'on compare à la densité en (x_i, y_i) . Si $\mathcal{D}(x_i, y_i) > u_i$, on conserve le point. Sinon, on le rejette, et on tente un nouveau tirage à une nouvelle position.

A.3 Vol de Lévy

Le vol de Lévy est une marche aléatoire dont les incréments sont distribués suivant une loi puissance :

$$P(x > u) = u^{-D} \quad (\text{A.1})$$

avec x la distance et D la dimension fractale. La direction prise à chaque pas est arbitraire. La figure A.1 en donne une illustration.

A.4 Poussière de Cantor

L'ensemble de Cantor est un processus ponctuel autosimilaire. On l'obtient en divisant un segment $[0, 1]$ en 3 parties égales. Puis on enlève la partie centrale, et on répète l'opération sur ces deux segments, et on réitère ce procédé indéfiniment (ou après un nombre d'itérations fixées pour une application pratique, voir figure A.2). Le sommet

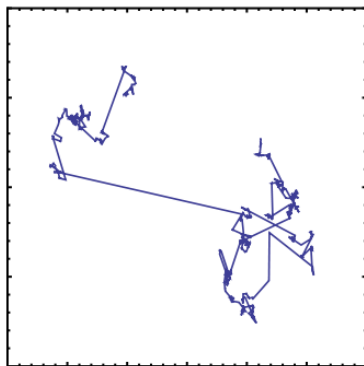


FIG. A.1: Vol de Lévy

de chaque segment est alors un point de l'ensemble. Sa dimension fractale est égale à $\log 2 / \log 3$.

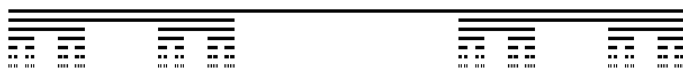


FIG. A.2: Ensemble de Cantor

A.5 Cascades multiplicatives avec une loi log-normale

Une loi log-normale peut être utilisée pour tirer les poids lors du calcul d'une cascade multiplicative. L'aspect des réalisations obtenues dépend des valeurs de la variance de la loi utilisée. Plus les valeurs sont faibles, plus les cartes générées sont homogènes. Les points générés à partir de cette carte de densité sont alors répartis de manière uniforme (la dimension de corrélation tend vers 2). Pour des fortes valeurs de variance, les réalisations sont hétérogènes et les populations de points s'organisent sous forme de clusters (la dimension de corrélation tend vers 1). Ce phénomène est illustré sur la figure A.3.

A.5.1 Dimension de corrélation des points générés

Les réalisations de l'algorithme des cascades multiplicatives sont utilisées pour tirer une population de points Poissoniens. La fonction de corrélation à deux points est utilisée pour étudier le caractère fractal des réalisations. La figure A.4 montre que la fonction de corrélation suit une loi puissance dans l'intervalle $r \in [100.0, 5000.0]$. La déviation pour $r < 100m$ est due à la discrétisation de la carte : les points se répartissent uniformément dans les mailles (la dimension fractale tend vers 2). La déviation pour $r > 5000m$ s'explique par l'absence de couples de points séparés par des longues distances (dimension fractale tend vers 1).

La figure A.5 montre le calcul de la fonction de corrélation pour 30 réalisations différentes de l'algorithme de cascade multiplicative. On remarque que les pentes locales sont différentes. Les dimensions de corrélation des différentes réalisations sont donc différentes.

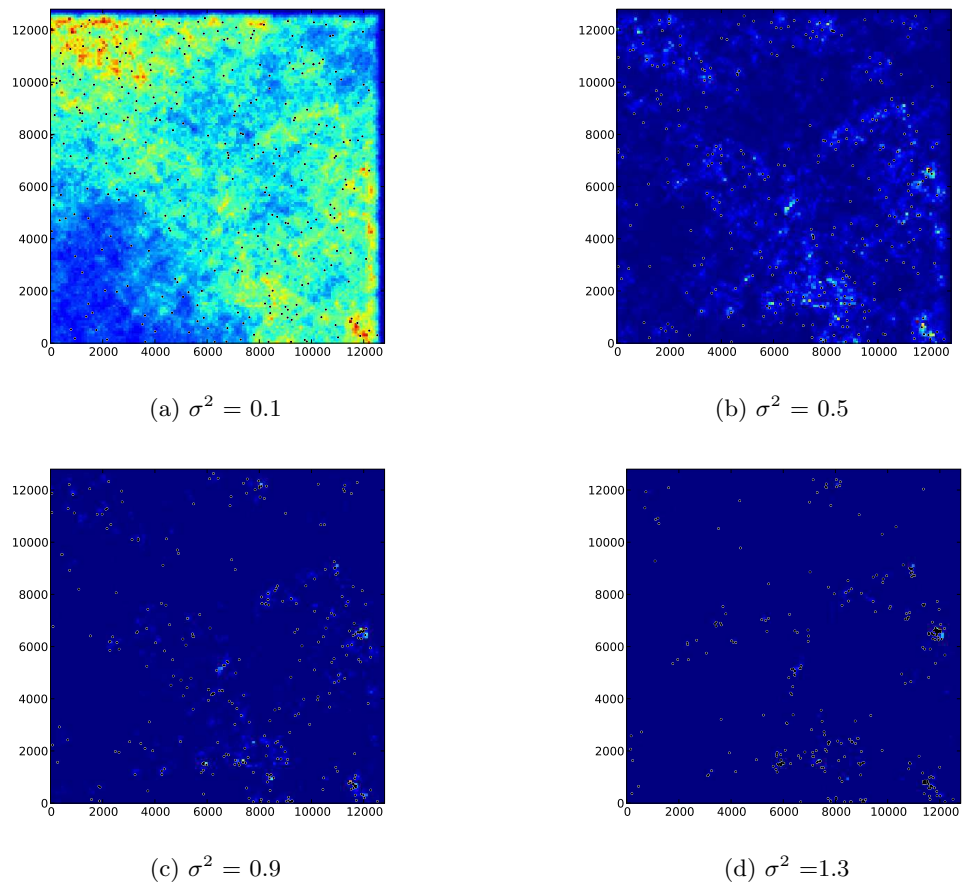
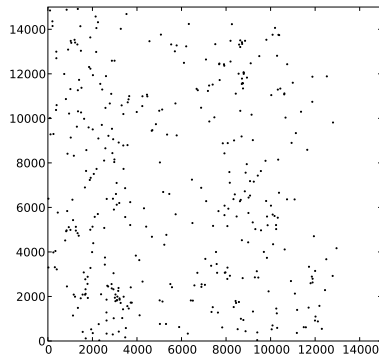
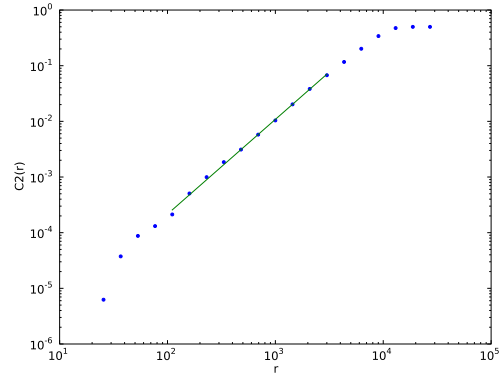


FIG. A.3: Influence de la variance de la loi Log-normale sur la clusterisation des points générés



(a) Population de points



(b) Fonction de corrélation à deux points

FIG. A.4: Les points de la fonction de corrélation à deux points s'alignent sur une droite pour un rayon compris entre 100 et 5000m justifiant un comportement fractal. La droite d'ajustement à la fonction de corrélation à deux points a pour pente $D_f = 1.71$

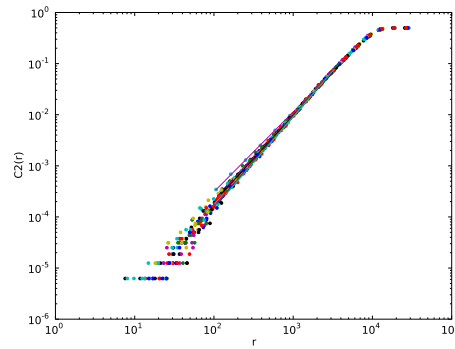


FIG. A.5: Fonction de corrélations à 2 points pour 30 réalisations de cascades multiplicatives. La dimension fractale moyenne est de 1.73 et son écart type de 0.04

A.6 Tirage en loi puissance

Le tirage d'une valeur l comprise entre l_{min} et l_{max} peut être tirée dans une loi puissance d'exposant a à partir d'un nombre uniforme u :

1. Si $a = 1$:

$$l = \exp [u \times (\log l_{max} - \log l_{min}) + \log l_{min}] \quad (\text{A.2})$$

2. Sinon :

$$l = \left[l_{min}^{(1-a)} + u \times \left(l_{max}^{(1-a)} - l_{min}^{(1-a)} \right) \right]^{\frac{1}{1-a}} \quad (\text{A.3})$$

Annexe B

History matching of a stochastic multifractal subesismic fault model. M. Verscheure, A. Fournon, J.P. Chiles. ECMOR XII 2010

B006

History Matching of a Stochastic Multifractal Subseismic Fault Model

M. Verscheure* (IFP), A. Fournon (IFP) & J.P. Chilès (Ecole des Mines de Paris)

SUMMARY

Many geostatistical methods have been developed to generate realistic models of subseismic fault networks. The problem is that these models are difficult to history match. In this work, we present an original methodology in which history matching is performed through a modification of fault positions.

We first propose a multifractal methodology to generate the faults. The method has been specifically developed to allow history matching. The model parameters are derived from the analysis of the seismic faults. A stochastic algorithm is used to generate 3D subseismic fault realizations that are constrained to the seismic faults.

The fracture network is then discretized on a dual porosity simulation grid. Equivalent flow parameters are computed using an analytical method. Last, full field simulations are performed using a multiphase flow simulator.

Then, we introduce a method to gradually change the locations of faults while preserving multifractal properties. Changes in locations are driven from a reduced number of parameters. These parameters are gradually modified to optimize the geometry of the realization and compel the initial fault model to reproduce the hydrodynamic behaviour observed on the field.

The potential of the methodology is demonstrated on a 3D case study.

Introduction

Modeling naturally fractured reservoirs has been an active research topic in the past years. Object-based modeling is a popular method to represent the discrete nature of fracture networks. Three different scales are generally used to describe the fractured network. Seismic faults are the largest objects (hundreds of meters to kilometers) characterized on seismic images. Subseismic faults are shorter objects with throws that are too small for them to be visible on seismic images (hundreds of meters). Their length is above the size of the simulation grid block. Diffuse fractures or joints are smaller fractures (tens of meters) with no throw. They are numerous enough to be characterized through well logs. This paper focuses on the subseismic scale.

The presence of subseismic faults can seriously affect the hydrodynamic behavior of the reservoir. Conductive faults create preferential flow paths to the wells that lead to early water breakthrough. Sealing faults cause compartmentalization problems. The main issue is that subseismic faults are difficult to take in account because they are invisible on both seismic images and well logs.

Stochastic methods based on fractal geometry have been extensively used to generate fault models [3, 2, 5]. These methods assume that a fracture network is similar at different observation scales. They are convenient because they allow analyzing the available seismic fault network and extending its properties to smaller scales. Fractal behavior has been observed on many field outcrops and can be demonstrated using geomechanics under simplifying assumptions, even if such behavior is not universal.

Computations of equivalent flow parameters are then used to convert the object-based model into reservoir simulation models. Because of the numerous uncertainties, these models are not able to reproduce the past hydrodynamic behavior of the reservoir. As a consequence these models have poor production predictability and need to be history matched.

Traditional history matching methods in which petrophysical parameters (permeability, porosity) are adjusted are not efficient with subseismic faults. The reason is that the objects are large and scarcely distributed. Hydrodynamic behavior is therefore predominantly influenced by fault positions.

Recent work presented a successful methodology to perform the history match through an optimization of fault positions [6]. The generated fault models being too simple, the concepts were then extended to fractal models [12]. This paper presents the latest developments of this methodology. Emphasis is put on the parameterization of fault positions and on the history matching algorithms.

In the first part, we present a stochastic subseismic fault generator. The algorithms are based on fractal geometry and designed to be compatible with our history matching methodology. In the second part, we present a parameterization method to displace fault positions using a reduced number of parameters. At last, we present a semi synthetic case in which we demonstrate the validity of the methodology.

I. Forward modeling

1. Analysis of the seismic fault network

There is no observable data to directly characterize the subseismic fault network. We therefore rely on a multifractal model enabling us to model subseismic faults from the characteristics of the seismic fault network. In this part we present the tools that are used to analyze the seismic fault network. Each tool is illustrated on the seismic fault network shown on Figure 1.

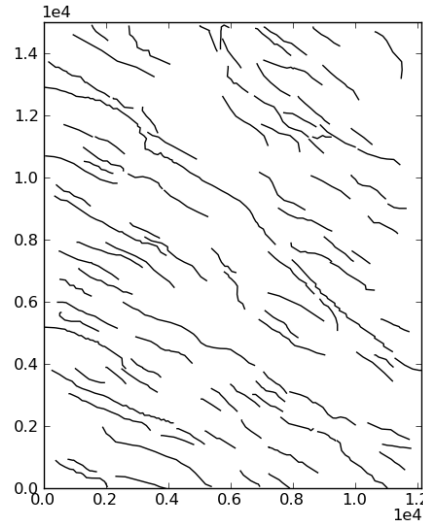


Figure 1 : Reference seismic fault network

1. Length distribution analysis

Power law distributions are frequently used to describe seismic fault lengths:

$$n(l) \propto l^{-a} \quad (1)$$

with $n(l)$ the number of faults shorter than l and a the power law exponent. This choice is justified from outcrop observations and geomechanical models, even this is not a general rule. Power laws are convenient because they allow to extend the seismic fault length distribution to infer the subseismic fault length distribution.

The power law exponent is determined by plotting the cumulated length distribution on a log-log scale. The plot is linear for lengths between l_0 and l_{max} . The slope yields the exponent a . Deviation at larger fault lengths is due to edge effects (large faults are incompletely sampled and appear smaller than reality). Deviation for small fault lengths is due to the resolution limit of seismic methods. The number of subseismic faults derives from the choice of the minimum simulated fault length l_{min} (usually equal to the reservoir simulation cell size): extension of the power law from l_{min} to l_0 provides the number of subseismic faults to generate. An example is given on Figure 2.

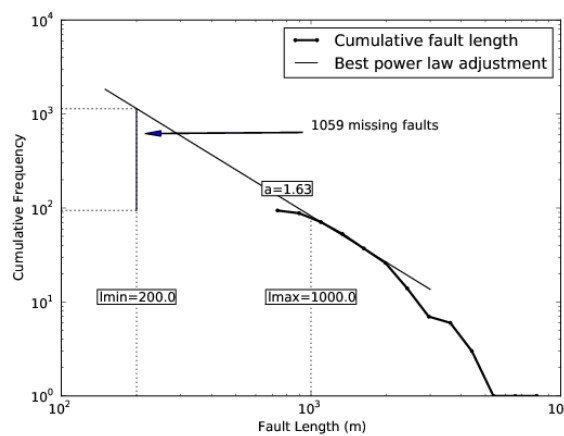


Figure 2 : Length distribution analysis. Extension of the power law to a cutoff limit $l_{min} = 200$ m yields the number of subseismic faults to generate

2. Spatial distribution analysis

Fractal geometry describes objects that are similar whatever the observation scale. It has been widely used to characterize and model fault networks. Fractal objects are characterized with the non-

integer fractal dimension D_f . For a 2D network in which fractures are represented using lineaments, D_f varies between 1 and 2. When D_f is close to 1, the fracture network is typically made of distinct linear objects. When it is close to 2, fractures tend to uniformly fill the 2D space.

a) Multifractals

Multifractals are the extension of fractals to the description of quantities. They are well suited to describe fault density. Multifractals are characterized using a set of generalized dimensions D_q called the multifractal spectrum, measured using the multifractal box-counting algorithm.

b) Multifractal box counting algorithm

The fault network is covered with a regular mesh of cell size r . A quantity $F_i(r)$ is measured inside each box (cumulated fault length or number of fracture barycenters) and normalized weights $p_i(r)$ are computed:

$$p_i(r) = \frac{F_i(r)}{\sum_{j=1}^n F_j(r)} \quad (2)$$

The q -order moments are computed:

$$M_q(r) = \sum_{i=1}^n [p_i(r)]^q \quad (3)$$

If the property is multifractal, the moments scale according to:

$$M_q(r) \approx r^{(q-1)D_q} \quad (4)$$

for $-\infty < q < \infty$. The dimensions D_q is the multifractal spectrum of generalized dimensions. D_0 is equivalent to the fractal dimension D_f . D_2 is the correlation dimension, which can also be computed using the two-point correlation function.

c) The two-point correlation function

The previous method can either be applied to the whole fractured domain, or to the fault midpoints. In this case a useful method is the two-point correlation function $C_2(r)$. It is a function of r representing the number of points whose mutual distance is less than or equal to r . If the population of points is fractal $C_2(r)$ follows a power law:

$$C_2(r) = \frac{1}{N^2} N_d(r) \propto r^{D_c} \quad (5)$$

with N the number of points and N_d the number of pairs whose distance apart is smaller than r . D_c is the correlation dimension and is theoretically equivalent to the second-order multifractal dimension D_2 . This method is better at distinguishing fractal patterns from randomly distributed ones [1].

d) Application to the analysis of seismic faults

Our methodology uses the assumption that only fault centers are multifractal. The analysis of the seismic fault network starts with the computation of these centers. The multifractal box counting algorithm is then applied to these centers to compute the 2nd-order moment $M_2(r)$. The measured quantity $F_i(r)$ is equal to the number of centers per grid bloc.

The 2nd-order moment $M_2(r)$ is then plotted on a log-log scale. The plot is linear within a limited observation range $r_{\min} < r < r_{\max}$. D_2 is the slope of the fitted line. Deviation at larger box sizes r_{\max} is imputed to the finite size of the system. Deviation for box sizes smaller than r_{\min} is due to the underestimation of smaller faults (Figure 3). The fault center are hence fractal within the observation scales $[r_{\min}, r_{\max}]$. D_2 can also be derived from the two-point correlation function but the method is subject to border effect as will be demonstrated later, so that box counting is more appropriate to our modeling approach.

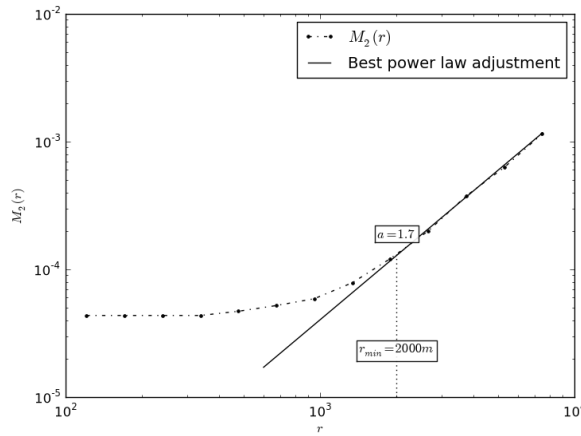


Figure 3 : Analysis of the fault center distribution using the multifractal box-counting algorithm. The slope of $M_2(r)$ yields the correlation dimension. Multifractal behavior stops at $r_{\min} = 2000$ m

2. Subseismic fault modeling

The purpose of multifractal modeling is to add subseismic faults to the system. The new faults have to extend the power law and the multifractal behavior below the seismic resolution limit.

1. Modeling the spatial distribution of fault centers

A multifractal density map is used to characterize spatial distribution. We now present the steps used to generate this map. A fault center density map covering the whole fractured domain is computed. Cell size is equal to r_{\min} . In order to extend multifractal behavior below r_{\min} , this low-resolution map is refined using the multiplicative cascade algorithm [4].

a) Multiplicative cascade algorithm

The multiplicative cascade algorithm is a method to generate multifractal images. It is initiated by drawing 4 weights constrained by the system:

$$\begin{aligned} P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 &= 0.5^{D_2} \\ P_1 + P_2 + P_3 + P_4 &= 1 \\ P_i &\geq 0 \end{aligned} \quad (6)$$

where D_2 is the correlation dimension of the seismic faults.

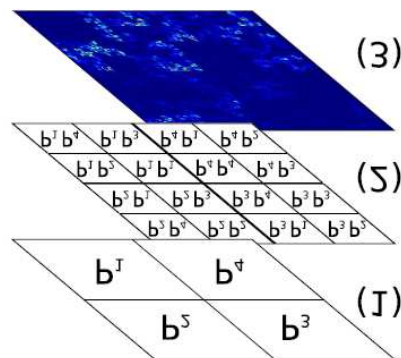


Figure 4 : Multiplicative cascade algorithm

The weights are assigned to the cells of a 2×2 grid (Figure 4-1). Each cell is then subdivided in 4 parts and new weights are assigned to the subdivided cells. Either new weights are recomputed using the previous equation or the same values are used at all iterations. Weights are then

multiplied with the value of the parent cell (Figure 4-2). The process of subdividing cells and multiplying them by the previous iterations is repeated until the desired resolution is obtained (Figure 4-3).

Interpolations are used throughout the iterations to avoid squared features (Figure 4-3). Instead of multiplying new weights with the parent cells, they are multiplied by a bicubic interpolation of the parent map. Figure 5 shows the difference between interpolated and non-interpolated cascades.

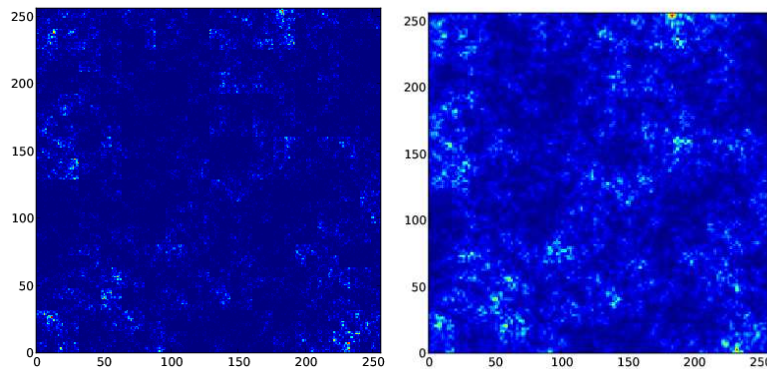


Figure 5 : Non interpolated multiplicative cascade (left) and interpolated cascade (right)

b) Generation of fault centers

The density map computed with the cascade algorithm is used as a discrete probability distribution function to draw a population of subseismic fault centers. The two-point correlation dimension D_c of these points is equal to the correlation dimension used in the cascade algorithm. The multifractal behavior of the seismic faults is extended to the subseismic ones (Figure 6).

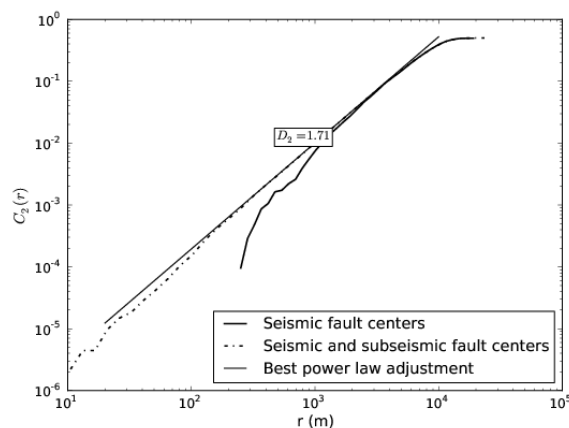


Figure 6 : Two-points correlation dimensions for the seismic and subseismic fault centers

c) Generation of 3D faults

Fault lineaments are generated according to the power-law length distribution and randomly distributed on the simulated centers. Subseismic fault orientations are averaged from the seismic ones. Lineaments are then extended along the dipping angle and clipped to the geological units of the model.

3. Calculation of equivalent parameters to perform full-field flow simulation

Equivalent fracture properties are computed to discretize the object-based network onto a reservoir simulation grid. Equivalent permeability tensors are computed using analytical expressions based on the ODA method [10]. Basic assumptions for this model are: (I) a linear pressure gradient in the fracture network, (II) a complete connectivity of the fracture network, and (III) independent flow in each fracture. In the case of large faulted networks (objects larger than simulation cells), these

assumptions are always met. Permeability of each individual fault is computed as a function of the geometry and conductivity of the fault. Porosity is derived from the fracture volume. The method is easy to implement and requires little computational time.

II. Inverse modeling

The history matching of the subseismic fault realizations is formulated as an optimization problem. An objective function is defined to measure the difference between production (d^{obs}) and simulated data (d^{sim}):

$$OF = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^p (d_i^{sim} - d_i^{obs})^2 \quad (7)$$

The minimization of OF is difficult because the number of parameters (size and location of objects) is large. Furthermore, the optimized realization cannot be arbitrary and must honor the structure of the stochastic model. These difficulties can be overcome with the object-based gradual deformation method [6].

4. The gradual deformations method

The gradual deformation method proposes to deform an initial realization of a random function in a continuous and coherent way in order to improve its match to dynamic data [7]. It is based on the fact that linear combinations of Gaussian random functions are Gaussian. Let $Z(x)$ be a standard normal random function. A new realization z of Z is constructed as a linear combination of $N+1$ realizations z_i of Z :

$$z(\rho) = \sum_{i=0}^N \rho_i z_i \quad (8)$$

Adding a normality constraint to the coefficients yields the conservation of the mean and variance of $Z(x)$:

$$\sum_{i=0}^N \rho_i^2 = 1 \quad (9)$$

The constraint can be satisfied using spherical coordinates. In the case of two realizations combined using a single parameter, we have:

$$z(t) = z_0 \cos(t\pi) + z_1 \sin(t\pi) \quad (10)$$

The variation of t in the interval $[-1, 1]$ yields a progressive variation of $z(t)$. Correlation between z_0 and $y(t)$ is stronger as $t \rightarrow 0$. With $t = \pm 0.5$, the new realization is independent of z_0 .

Gradual deformation of uniform numbers is achieved using the standard Gaussian cumulative function G :

$$u(t) = G[z(t)] \quad (11)$$

1. Gradual deformation of a Poisson point process

a) The sequential method to draw Poisson points

Fault centers are drawn using the sequential simulation method [8]. Let $f(x_i, y_j)$ be the bivariate density discretized on a $M \times N$ grid. The marginal distribution of x_i is given by:

$$f(x_i) = \sum_{y_j=0}^N f(x_i, y_j) \quad (12)$$

A coordinate x_i is drawn by inversion of the cumulative distribution function for a number u selected from a uniform distribution in $[0, 1]$.

$$F(x_i) = \sum_{x_j=0}^x f(x_j) \quad (13)$$

$$x = F^{-1}(u)$$

Once x_i is known, the conditional law $f_{x_i}(y)$ is computed:

$$f_{x_i}(y_j) = \frac{f(x_i, y_j)}{f(x_i)} \quad (14)$$

The y_i coordinate is computed in a similar manner from a uniform number v :

$$F_{x_i}(y) = \sum_{y_j=0}^y f_{x_i}(y_j) \quad (15)$$

$$y = F_{x_i}^{-1}(v)$$

Applying the gradual deformation method to u and v modifies the locations of points. The deformation process is continuous and the density constraint is preserved. As a consequence, the two-point correlation dimension is preserved.

The sequential method yields smooth and continuous trajectories with homogeneous density maps. Multifractal density maps generated with the cascade algorithm have a heterogeneous nature. The sequential method is not efficient in these configurations: deformation trajectories are noisy and points will tend to jump from one position to another in the vertical direction (Figure 7). When the gradual deformation method is applied, horizontal position changes from $x_1 \rightarrow x_2$. The cumulated distribution function in the y direction changes from $F_{x_1}^{-1}(u) \rightarrow F_{x_2}^{-1}(u)$. The difference between these functions in the heterogeneous case can be quite important. As a consequence, even small variations of u lead to large variations of y (Figure 8). The efficiency of the history matching relies on a continuous displacement of the faults. To avoid these discontinuities, we introduce the multiscale sequential method.

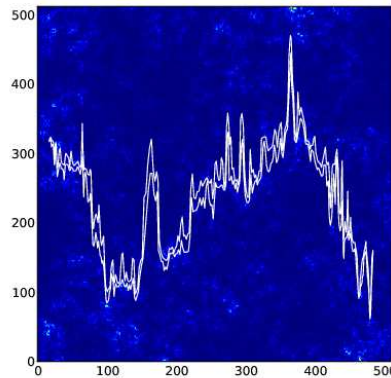


Figure 7 : Discontinuous gradual deformation trajectory of a single point using the sequential method

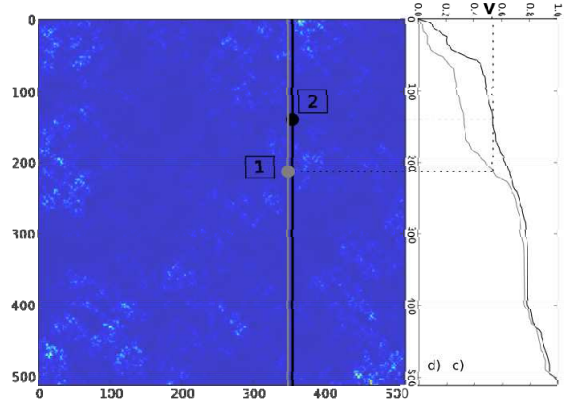


Figure 8 : Differences between $F_{x_1}^{-1}(u)$ and $F_{x_2}^{-1}(u)$ when x changes from x_1 to x_2 yielding a jump in the vertical direction

b) The multiscale sequential method

Let $f(x_i)$ be a discrete heterogeneous 1D density function. The function can be decomposed as:

$$f(x_i) = f_0(x_i) \times f_1(x_i)$$

In this decomposition f_0 is a low resolution discrete PDF containing N elements; it represents the larger trends of f (low frequency information) and is sampled on $S_0 = [x_0^0, x_0^1, \dots, x_0^{N-1}]$. f_1 is a high resolution PDF containing M elements. f_1 represents the finer details (high frequency information) and is sampled on $S_1 = [x_1^0, x_1^1, \dots, x_1^{M-1}]$.

The cumulated distribution function F_0 is derived from f_0 . A uniform number u is transformed into the coordinate x_0 (using equation 13). The interval on S_0 to which x_0 belongs is used to compute a new uniform number:

$$u' = \frac{u - x_0^i}{x_0^{i+1} - x_0^i} \text{ with } x_0^i < x_0 < x_0^{i+1} \quad (16)$$

A discrete PDF f_1' is extracted from f_1 :

$$f_1'(x_i) = f_1(x_i), \quad x_i \in [x_0^i, x_0^{i+1}] \quad (17)$$

The CDF F_1' is derived from f_1' . The final coordinate x is computed:

$$x = F_1'^{-1}(u') \quad (18)$$

The low-resolution density discrete PDF is equal to the low-density map derived from the multifractal fault analysis. Coordinates x and y are computed similarly to the sequential method. The deformation trajectories obtained with this method are more continuous. The large jumps observed with the sequential method are avoided (Figure 9).

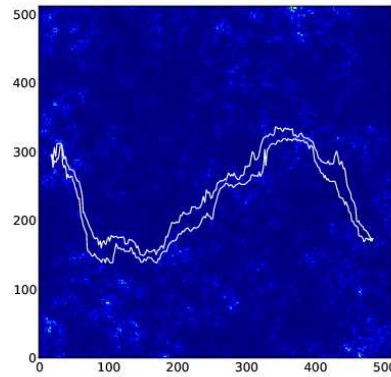


Figure 9 : Gradual deformation trajectory using the multiscale sequential method

2. Gradual deformation of the multifractal density maps

To increase the efficiency of history matching, we propose to also deform the density map realizations. The system of equations (6) is parameterized to define a set of continuous functions $[P_1(t), P_2(t), P_3(t), P_4(t)]$. An equation is first added to the system to reduce the number of unknowns:

$$aP_1 + bP_2 + cP_3 + dP_4 = 0 \quad (19)$$

with $a + b + c + d = 0$

Combining equations (6) and (19) yields a quadratic equation whose solutions is a set of functions $P_1(t), P_2(t), P_3(t)$ and $P_4(t)$ with $0 \leq t \leq 1$. (a, b, c, d) are chosen so as to satisfy the condition $P_i(t) \geq 0$.

The multifractal map is deformed by changing the parameter t . Because $P_i(t)$ are continuous functions, the deformation of the map is continuous with respect to t and the multifractal properties are preserved.

3. Gradual deformations of fault lengths

Fault lengths are drawn from a power law distribution. They can hence be deformed by inversion of the cumulated distribution function:

$$l_i(t) = P^{-1}[u_i(t)] \quad (20)$$

where $l_i(t)$ is the length of fault i , P the power law CDF of fault length, and $u_i(t)$ a uniform number.

III. Case study

The validity of the history matching method is demonstrated on a semi-synthetic case. The reservoir structure and the seismic fault networks are derived from a real case. Production data is simulated using a commercial fracture reservoir software.

The field Vercors is a 12×15 km oil saturated carbonated reservoir. The reservoir has the structure of an anticline with North/South orientation. Mean thickness is equal to 10 m. Past tectonic events have created faults with a N110E mean orientation. 106 seismic vertical faults are identified. Average reservoir pressure is equal to 150 bars. The reservoir is produced using a water injection strategy. Four production wells are located on top of the anticline. Eleven injectors build up pressure around the trap (Figure 10). The injection rate of each well is set to 2500 m³/day. Producers are set to a constant bottom hole pressure of 60 bars.

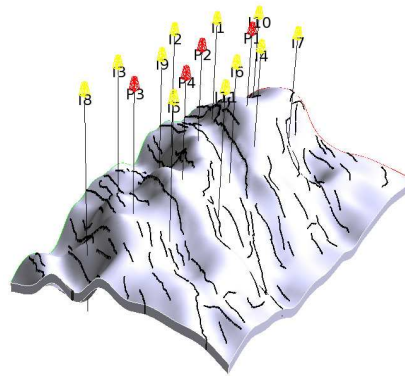


Figure 10 : Vercors reservoir structure. There are 11 injection wells and 4 producing wells. Seismic faults are represented in black.

The seismic fault length distribution and multifractal parameters are analyzed (Figure 2 and Figure 3). About 1060 faults are below seismic resolution. Minimum subseismic fault length is 200 m and maximum length 1000 m with a power-law exponent of 1.63. D_2 is set to 1.7 and the initial resolution r_{\min} of the multiplicative cascade is 2000 m. The algorithm is initiated with the computation of the initial density map (Figure 11-a). The multiplicative cascade algorithm is applied to refine the density map (Figure 11-b). Fault centers are drawn using the multiscale sequential algorithm (Figure 11-c).

Fault lengths are drawn and the initial geological model is built (Figure 12). Fault conductivities and apertures are respectively set to 3000 D.m and 0.01m. The equivalent fault permeabilities and porosities are computed on a $121 \times 150 \times 1$ dual-medium grid. Matrix permeability is set to 50 mD in the X and Y directions. Porosity is set to 0.3. Matrix-fracture exchange terms are defined through block sizes computed according to the fault geometries. A full-field fluid flow simulation is run. Water-cut levels are considered because they are representative of the connectivity of the network. As expected, simulated production data differs from measured data. History matching is hence necessary (Figure 13).

It is difficult to match all the wells simultaneously when the history matching method is applied to the whole fractured domain. The reservoir model is therefore divided in four zones defined according to groups of injectors and producers (Figure 14). One gradual deformation parameter is assigned to each zone. The initial geological model can then be deformed independently in each zone to increase the objective function convergence rate. Fault positions are optimized using the SQPAL gradient-based algorithm [11, 9]. When an optimal realization has been found, the match is further increased by combining it with a new realization. Figure 15 shows the evolution of the objective function during the gradual optimization process. The match to production data is satisfying as shown on Figure 16. Figure 17 shows the optimal fault realization.

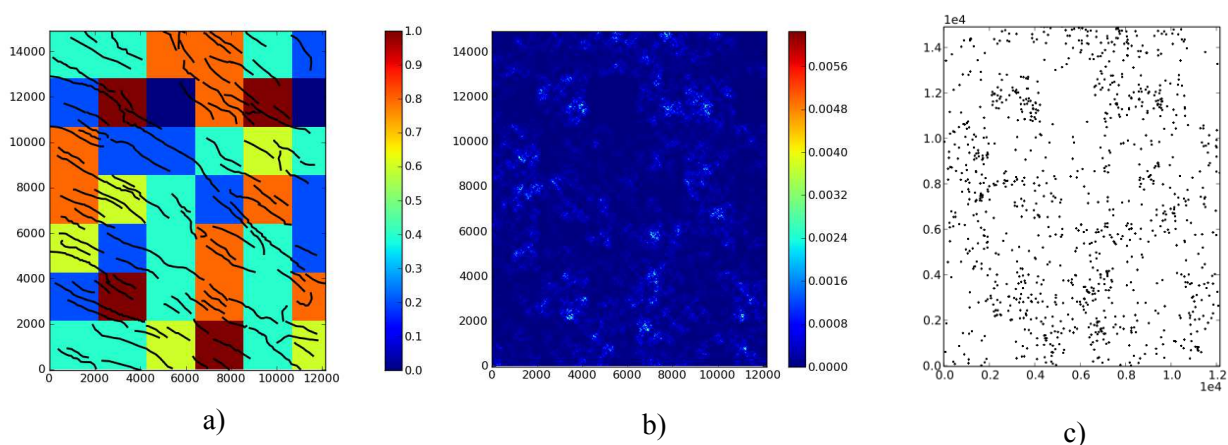


Figure 11 : The seismic fault network is used to calculate an initial low resolution density map (a), which is used to initiate the multiplicative cascade algorithm (b). The final density map is used to draw a population of fault centers (c).

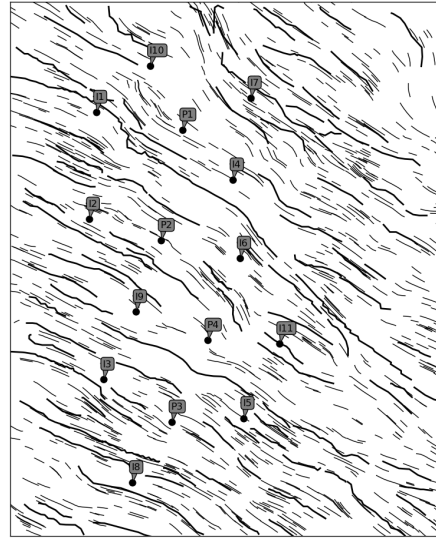
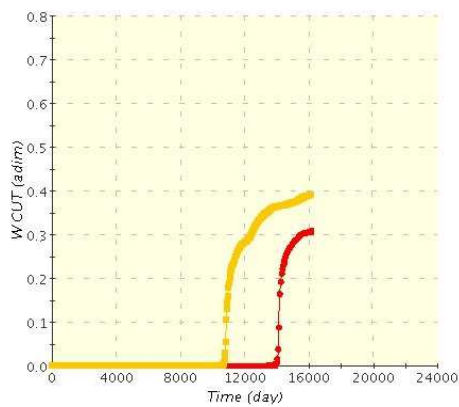
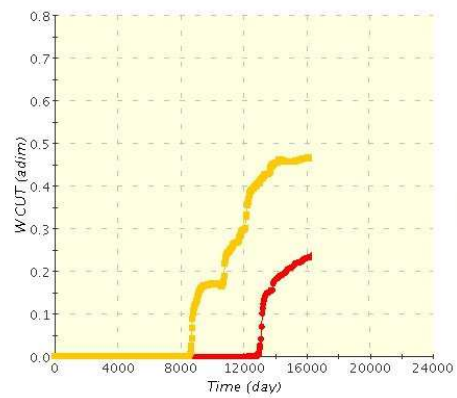


Figure 12 : Initial fault realization



P1



P2

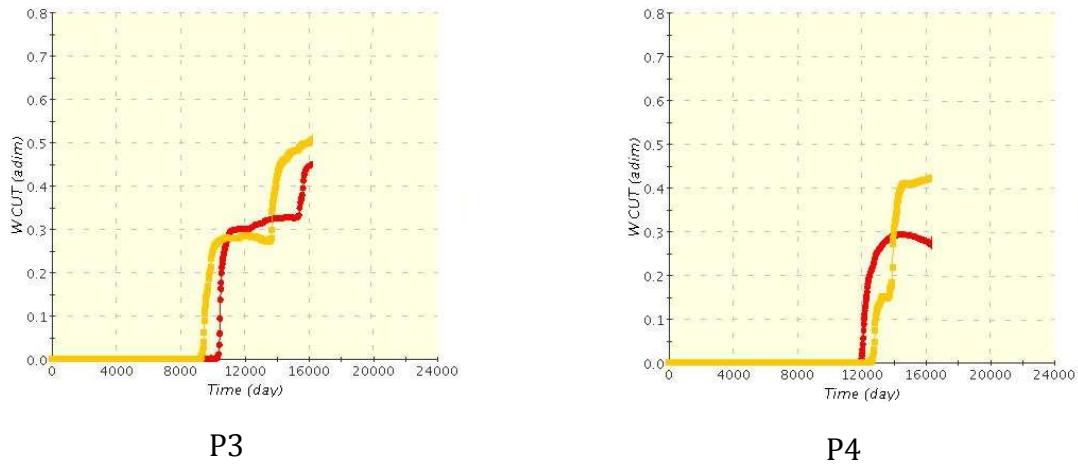


Figure 13 : Initial water cut levels for P1, P2, P3 and P4. Field production data is in red, and simulated values in yellow

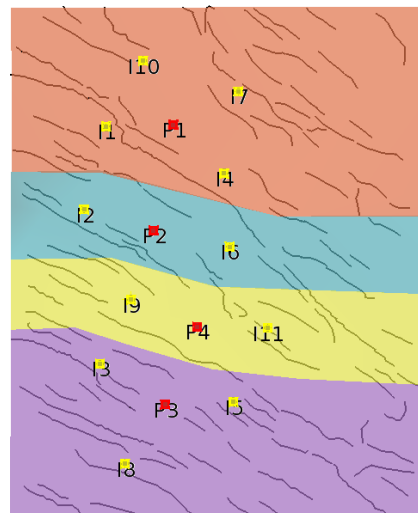


Figure 14 : Division of the reservoir into 4 independent optimization zones

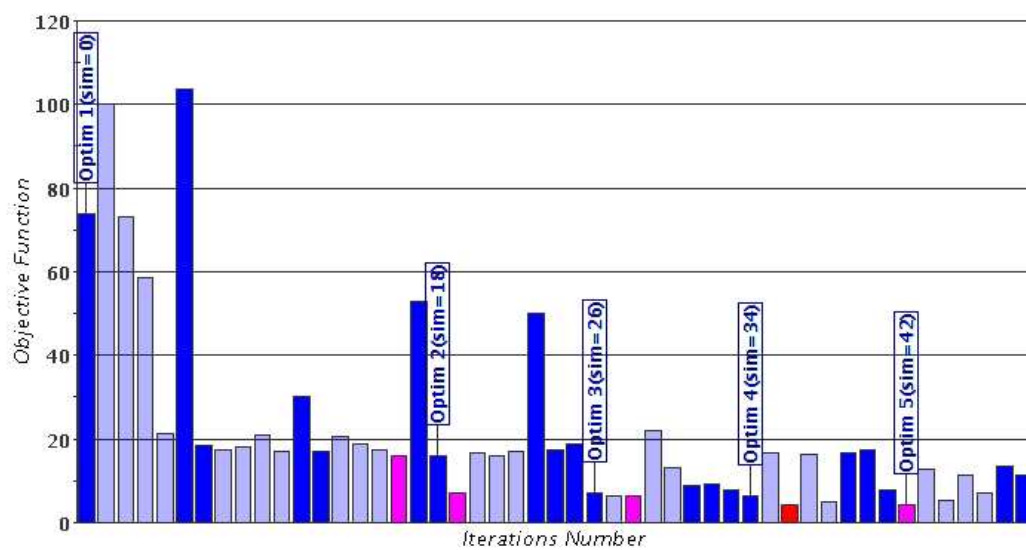


Figure 15 : Evolution of the objective function during the history matching process

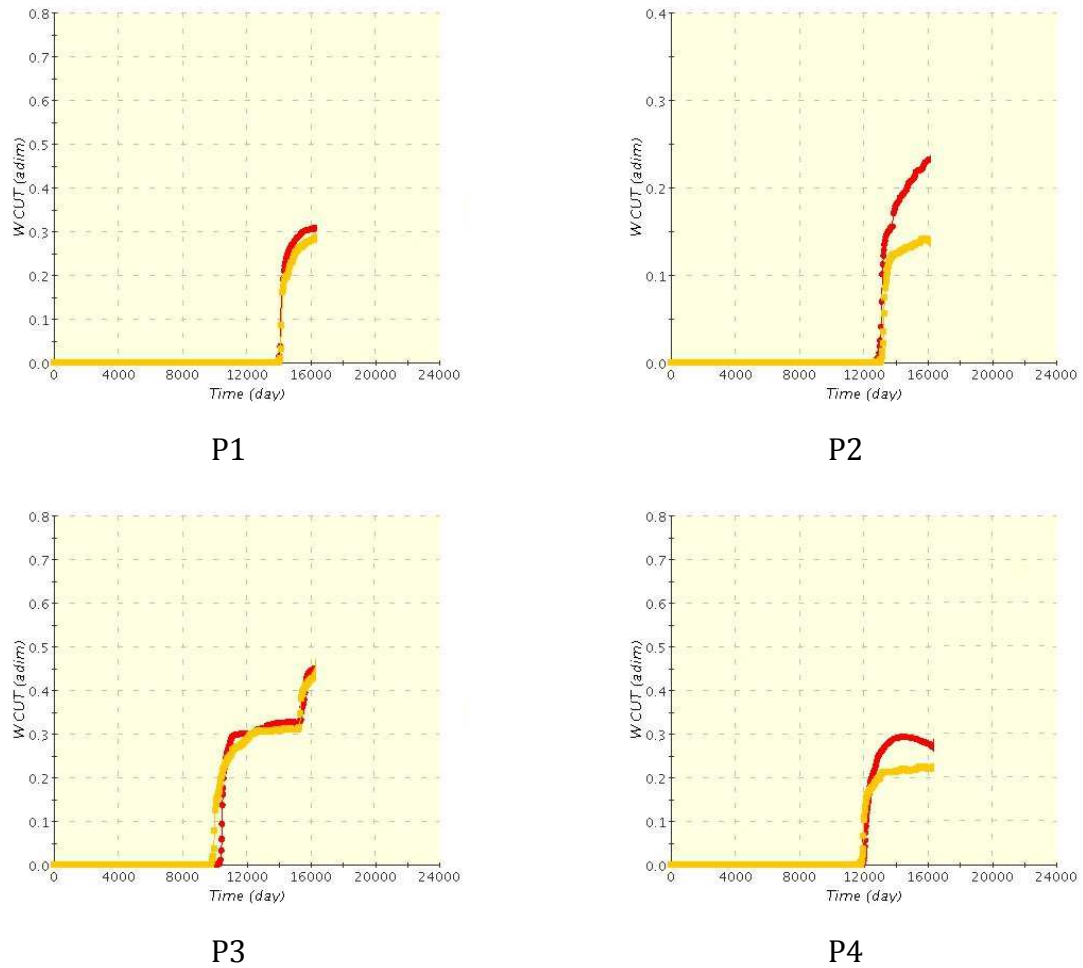


Figure 16 : Optimal water cut levels for P1, P2, P3 and P4. Field production data is in red, and simulated values in yellow

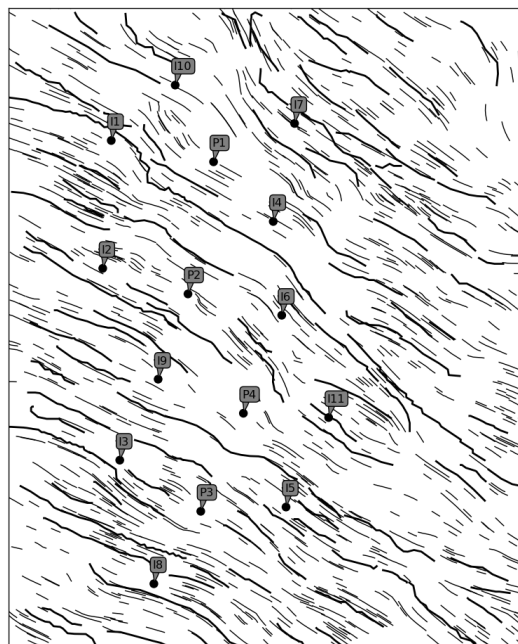


Figure 17 : Optimal fault realization

Conclusions

In this paper, we presented a methodology to perform the history matching of subseismic fault models. We first presented a stochastic fault generator that was specifically developed for history matching purposes. We then proposed an original history matching method in which the faults are displaced to match the production data. The main conclusions of this work are that:

- The proposed stochastic model uses a reduced number of parameters to describe the geometry of the realizations (fractal dimension, length distribution). These parameters are easily inferred from an analysis of the seismic fault network.
- The fault generator is based on fractal geometry, which has been widely used to describe and model fractured networks. Realizations are realistic and constrained to the available seismic faults.
- The fault generator is compatible with the gradual deformation method: all fault positions depend on a reduced number of gradual deformation parameters.
- The gradual deformation preserves the statistical coherency of the model: length distribution and fractal properties are left unchanged during the optimization.
- The use of the multiscale sequential algorithm provides smooth and continuous deformation trajectories. As a consequence, hydrodynamic behavior is continuous with respect to gradual deformation parameters.
- The reduced number of deformation parameters and the continuity of the objective function authorize the use of gradient-based algorithms. This reduces the number of fluid flow simulations used to evaluate the objective functions.
- The proposed methodology proves to be successful on a semi-synthetic case.

Future work will focus on:

- Testing global optimization methods: Indeed, some fault configurations are difficult to optimize because the objective functions contain local minimums.
- Taking the presence of sealing faults into account: This is a challenging task because compartmentalization effects yield non linear hydrodynamic behavior when the faults are displaced.

References

- [1] E. Bonnet, O. Bour, N. E. Odling, P. Davy, I. Main, P. Cowie, and B. Berkowitz. Scaling of fracture systems in geological media. *Rev. Geophys.*, 39(3):347–383, 2001.
- [2] MC. Cacas, JM. Daniel, and J. Letouzey. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petroleum Geoscience*, 7:S43–S52, 2001.
- [3] J.P. Chilès. Fractal and geostatistical methods for modeling of a fracture network. *Mathematical Geology*, 20(6):631–654, 1988.
- [4] C. Darcel, O. Bour, P. Davy, and J. R. de Dreuzy. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation. *Water Resour. Res.*, 39, October 2003.
- [5] K Hollund, P Mostad, B F Nielsen, L Holden, J Gjerde, M G Contursi, A J McCann, C Townsend, and E Sverdrup. Havana - a fault modeling tool. In A. G. Koestler and R. Hunsdale, editors, *Hydrocarbon Seal Quantification, NPF Special Publication 11*, pages 157–171. Elsevier Science, 2002.

- [6] Lin Y. Hu and Sandra Jenni. History matching of object-based stochastic reservoir models. *SPE Journal*, Volume 10, Number 3(81503):312 – 323, September 2005.
- [7] LY . Hu. Gradual deformation and iterative calibration of gaussian-related stochastic models. *Mathematical Geology*, 32 N1, 2000.
- [8] Sandra Jenni. *Calage de la géométrie des réseaux de fractures aux données hydrodynamiques de production d'un champ pétrolier*. PhD thesis, Université Paris 6, 2005.
- [9] N. Metla, F. Delbos, S. Da Veiga, and D. Sinoquet. Constrained nonlinear optimization for extreme scenarii evaluation in reservoir characterization. In *ECMOR European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 12th, Oxford, UK, 6-9 september 2010*, 2010.
- [10] M. Oda. Permeability tensor for discontinuous rock masses. *Geotechnique*, 35(4), 1985.
- [11] Delphine Sinoquet and Frédéric Delbos. Adapted nonlinear optimization method for production data and 4d seismic inversion. In *ECMOR European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 11th, Bergen, Norway, 8-11 september 2008*, 2008.
- [12] Marius Verscheure, André Fournio, and Jean-Paul Chilès. History matching of a realistic stochastic fault model using fractal geometry and the gradual deformation method. In *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, 14-17 June 2010, Barcelona, Spain*, number SPE 129759-MS, 2010.

Inversion conjointe des propriétés géométriques et hydrauliques d'un modèle stochastique de réservoirs faillés et fracturés

Résumé : Les réservoirs fracturés occupent une part importante de la production du pétrole dans le monde (Moyen Orient, golfe du Mexique, etc.). Un facteur clé de la récupération du pétrole dans un réservoir fracturé est la compréhension de la géométrie et de la conductivité hydraulique du réseau formé par les fractures. Cette compréhension nécessite la construction d'un modèle de réservoir intégrant l'ensemble des connaissances conceptuelles et des données disponibles sur le terrain. La thèse de Sandra Jenni soutenue en janvier 2005, a permis de poser les bases d'une méthodologie permettant d'intégrer à la fois les données statiques et les données dynamiques dans un modèle de fractures. Le présent sujet de thèse constitue donc une suite naturelle des travaux de thèse de Sandra Jenni. Il a permis d'établir une nouvelle approche de génération des réseaux de failles sub-sismiques se basant sur une caractérisation fractale de la géométrie des réseaux de failles identifiés à partir de données sismiques ou des affleurements. Le réseau de failles obtenu peut alors être déformé de manière à caractériser l'influence des propriétés géométriques et hydrauliques des failles sur le comportement hydrodynamique du modèle de réservoir fracturé. Cette propriété permet d'effectuer le calage à l'historique de production : les positions et les propriétés hydrauliques des failles incertaines sont modifiées par un algorithme d'optimisation, permettant de réduire l'écart avec les données dynamiques observées. La cohérence géologique du modèle de failles est préservée. La mise en juvre des différentes étapes de l'approche proposée est illustrée par différentes applications sur réservoirs synthétiques inspirés de réservoirs exploités.

Mots clés : Fracture - Fractal - Calage hydrodynamique - Geostatistique

Joint inversion of the geometric and hydraulic properties of a stochastic model of faulted and fractured reservoirs

Abstract: Fractured reservoirs are an important part of the oil reserves in the world (Middle East, Gulf of Mexico, etc.). A key point in hydrocarbon recovery in fractured reservoir is to understand the geometry and hydraulic conductivity of the network formed by the fractures. This requires the construction of a reservoir model that integrates all available conceptual knowledge and quantitative data. Through the thesis of Sandra Jenni defended in January 2005, a methodology able to integrate both static and dynamic data has been proposed. The topic of the present thesis is the continuation of the previously described work. First, the geometry of the seismic fault network is characterized using fractal methods and sub-seismic faults are generated using a stochastic algorithm. The geometry of this discrete fracture network can be modified in order to modify the hydrodynamic behaviour of the reservoir model. An optimization algorithm is used to modify the sub-seismic fault positions, leading to the history matching of the reservoir model. Fractal properties are preserved during the deformation process. These different steps are demonstrated on realistic synthetic cases.

Keywords: Fracture - Fractal - History matching - Geostatistics

